

Bogotá, 18 de diciembre de 2014

Señor  
Jorge Trias  
Administrador del Contrato  
Gerencia de Regalías y Derechos Económicos  
Agencia Nacional de Hidrocarburos  
Bogotá, Colombia

Referencia: Entrega del Informe 3 – Contrato No 138 del 2014

Apreciado Sr. Trias,

Por medio de la presente nos permitimos hacer entrega del Informe No 3 del Estudio de Alternativas para la Comercialización del Petróleo de Regalías de la Nación correspondiente a la Fase 2 de condiciones y requisitos para implementar el esquema de comercialización.

Quedamos a su disposición para cualquier aclaración o sugerencia,

Cordialmente,



Rodolfo Guzman  
Director del Proyecto  
e-mail: [guzman.r@adlitttle.com](mailto:guzman.r@adlitttle.com)

**Estudio de Alternativas  
para la Comercialización  
del Petróleo de Regalías  
de la Nación**

**Informe 3**

Preparado para:  
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Bogotá, 18 de Diciembre de 2015

Arthur D. Little, Inc.  
711 Louisiana Street,  
Suite 2100  
Houston, Texas 77002  
U.S.A.  
Teléfono +1 281-404-9856  
Fax +1 713-655-0726  
[www.adlittle.com](http://www.adlittle.com)

## Indice

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Consulta de Mercado Arthur D. Little</b>	<b>6</b>
2.1	Cronograma del Proceso	6
2.2	Empresas invitadas	7
2.3	Términos del Servicio	9
2.4	Reuniones Informativas	10
2.5	Respuestas a la Consulta de Mercado	11
2.6	Conclusiones de la Consulta de Mercado	14
<b>3</b>	<b>Estrategia de Contratación</b>	<b>16</b>
3.1	Modalidad de Contratación	16
3.2	Cronograma del Proceso de Contratación	16
3.3	Estudios de sustentación económica y pliegos de proceso	18
<b>4</b>	<b>Anexo 1: Términos y Condiciones Consulta de Mercado Arthur D. Little</b>	<b>22</b>
<b>5</b>	<b>Anexo 2: Estudio de Sustentación Económica y Técnica</b>	<b>102</b>

# 1 Introducción

El presente documento compila los resultados de los entregables 5 y 6 del Estudio de Alternativas para la Comercialización del Petróleo de Regalías de la Nación correspondientes a las siguientes actividades:

**Actividad 5:** Etapa de Diseño y Elaboración de Documentos y Pliego de Condiciones

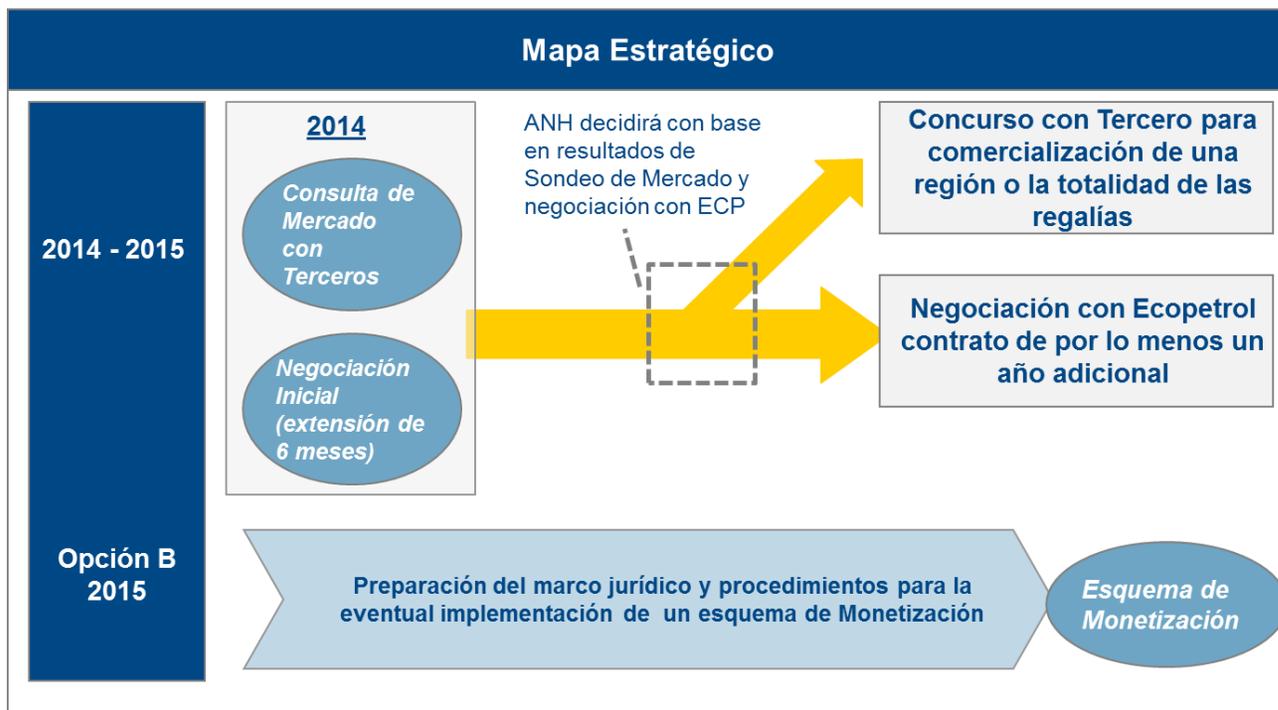
Diseño, elaboración y preparación de los documentos correspondientes a los estudios previos y pliego de condiciones que deberá cumplir la persona nacional o extranjera que vaya a ejecutar el contrato de comercialización de regalías de la Nación y participaciones de la ANH. Este entregable incluye la minuta de contrato general siguiendo las recomendaciones y lineamientos de la ANH

**Actividad 6:** Etapa de Pre-vinculación del Nuevo Comercializador

Definición de las estrategias, procedimientos y acciones a desarrollar, para llevar a cabo la vinculación de la persona nacional o extranjera que se encargue de comercializar las regalías de la Nación y las participaciones de la ANH

Las actividades 5 y 6 descritas anteriormente se desarrollaron tomando como base el Mapa Estratégico resultado de la Fase 1 del presente estudio. Como se observa en la siguiente Figura, una vez completado el diagnóstico del esquema actual y evaluado las alternativas para la comercialización de regalías se definieron tres frentes de acción paralelos:

Figura 1 Mapa Estratégico - Fase 1



Fuente: Arthur D. Little

- *Negociación de una extensión con Ecopetrol:* Consiste en iniciar un proceso de negociación con Ecopetrol para extender el plazo de vencimiento del Contrato de Compra Venta actual por un periodo de seis meses. En esta negociación se recomienda a la ANH tratar de modificar

algunos aspectos de las condiciones económicas pactadas en el contrato vigente (Ver Informe 2) que podrían tener un impacto positivo en la valoración de los crudos de Regalías y de la ANH. El plazo de seis meses le permitiría a la ANH confirmar el interés de terceros comercializadores antes de lanzar el proceso oficial de contratación y/o preparar el marco jurídico para la implementación del esquema de monetización. El plazo del Contrato de Compra Venta con Ecopetrol se extendería hasta el 30 de Junio del 2015.

- *Conducción de una Consulta de Mercado:* Consiste en iniciar un proceso de consulta de mercado por parte de Arthur D. Little con el fin de confirmar el interés de empresas comercializadoras nacionales e internacionales en participar en un eventual proceso de contratación pública lanzado por la ANH. Como resultado de dicho proceso se espera también obtener una mejor estimación del Fee de Comercialización que podrían cobrar los agentes comercializadores dados los riesgos y requerimientos de la ANH para cumplir con sus respectivas funciones
- *Preparación del Marco Jurídico y Procedimientos para un Esquema de Monetización:* Un tercer frente de acción que debe iniciar la ANH es la preparación de los procedimientos, el marco jurídico y el sancionatorio bajo el cual los productores de crudo deberían operar en un escenario de monetización del crudo de regalías. Como resultado de la Fase 1 del presente estudio se identificaron los aspectos legales y comerciales críticos entre los que se destacan el fortalecimiento de las capacidades sancionatorias y la definición de fórmulas de precio. En caso de que los resultados de la negociación con Ecopetrol o los resultados de la Consulta de Mercado no sean convenientes para la ANH, la monetización se perfila como una tercera ruta de acción que deberá mantenerse vigente.

Conforme a los lineamientos recibidos por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el alcance del estudio, el equipo de Arthur D. Little durante la fase 2 se enfocó en la línea de acción relacionada con la *Conducción de una Consulta de Mercado Informal con Terceros*. La consulta de mercado tuvo como objetivo confirmar la viabilidad de realizar un proceso de contratación abierto para contratar una empresa comercializadora de regalías y estimar el rango de la tarifa que podrían ofertar las empresas por prestar dicho servicio en los términos y condiciones requeridos por la ANH.

## 2 Consulta de Mercado Arthur D. Little

Atendiendo a la necesidad de validar la viabilidad de contratar un tercero para realizar la comercialización del crudo de regalías y de derechos económicos de la ANH, Arthur D. Little decidió realizar una consulta de mercado con una amplia convocatoria con la siguiente finalidad:

- a) Explorar los intereses de las empresas en la recepción, almacenamiento y comercialización del crudo de Regalías y el crudo de la ANH
- b) Entender la experiencia, así como las capacidades operativas y financieras de las empresas en la recepción, el almacenamiento, el transporte y la comercialización internacional de petróleo crudo
- c) Definir las condiciones bajo las cuales las empresas nacionales o internacionales podrían participar en una licitación a ser llevada a cabo por la ANH para contratar la recolección total o parcial y la comercialización nacional e internacional del crudo de Regalías y del crudo de la ANH
- d) Identificar el interés en el negocio de recolección y comercialización de segmentos particulares del crudo de Regalías y del crudo de la ANH diferenciados por especificaciones de calidad y/o ubicación geográfica
- e) Estimar el rango de tarifas en las que las empresas estarían interesadas en realizar las actividades mencionadas
- f) Recopilar sugerencias/recomendaciones para definir los requisitos de precalificación y preparación de las bases técnicas que la ANH debe tener en cuenta en el desarrollo de licitación para contratar la(s) empresa(s) encargada(s) del desarrollo de las actividades mencionadas.

### 2.1 Cronograma del Proceso

La consulta de mercado fue realizada entre los meses de octubre y diciembre de 2014 conforme al siguiente cronograma:

Fecha	Actividad	Descripción
Viernes, 10 de Octubre	Lanzamiento del proceso de Consulta de Mercado	Envío de las cartas de invitación a los representantes de las empresas preseleccionadas
Viernes, 17 de Octubre	Fecha límite para recibir la manifestación de interés por parte de empresas invitadas	Envío a Arthur D. Little del formato definido en la carta de invitación para confirmar el interés de seguir participando en el proceso
Lunes, 28 de Octubre	Publicación del documento informativo preliminar de la Consulta de Mercado a las empresas interesadas	Envío a las empresas interesadas del documento informativo con las bases técnicas del servicio requerido por la ANH y el modelo de negocio planteado
Lunes, 03 de Noviembre	Sesión Informativa en Houston	Reunión con las empresas interesadas en la consulta de mercado basadas en Houston para comentarios y preguntas sobre los términos del negocio
Miércoles, 05 de Noviembre	Sesión informativa en Bogotá	Reunión con las empresas interesadas en la consulta de mercado basadas en Bogotá para comentarios y preguntas sobre los términos del negocio

<b>Fecha</b>	<b>Actividad</b>	<b>Descripción</b>
Viernes, 07 Noviembre	Fecha límite para recibir preguntas y comentarios al documento informativo preliminar de la Consulta de Mercado	Envío por parte de las empresas interesadas de las preguntas o comentarios relacionados con el proceso
Lunes, 17 de noviembre	Presentación del documento definitivo con términos y condiciones para la Consulta de Mercado a las empresas interesadas	Envío por parte de ADL a las empresas interesadas del documento definitivo de la consulta de mercado incluyendo las aclaraciones y comentarios recibidos de las empresas
Lunes, 1 de Diciembre	Fecha límite para recibir las respuestas de los participantes en la Consulta de Mercado	Envío por parte de las empresas interesadas de las información solicitada en la consulta de mercado

## **2.2 Empresas invitadas**

Para preselección de empresas invitadas a la consulta de mercado se establecieron los siguientes criterios:

- **Conocimiento del crudo colombiano:** se identificaron empresas que hubieran comprado o exportado crudo colombiano en los últimos tres años con el fin de asegurar que los participantes estuvieran familiarizados con la comercialización de crudo Colombiano. Adicionalmente se incluyeron en la lista de invitados a algunas empresas estatales que podrían estar interesadas en participar en el negocio.
- **Tipo de empresa:** Se identificaron empresas que fueran activas y diversificadas en las actividades de comercialización de crudo en el mercado internacional y se descartaron las compañías dedicadas exclusivamente a las actividades de refinación debido a que se enfocan principalmente en la compra de crudo para su propio consumo
- **Tamaño de la empresa:** Para mitigar el riesgo de contraparte de realizó una primera selección de empresas teniendo cuenta el tamaño de sus operaciones y se establecieron dos criterios. Para las empresas con presencia en Colombia o estatales se estableció un tamaño mínimo de 5.000 MMUSD en ingresos anuales o activos reportados de mínimo 10.000 MMUSD. Para las empresas internacionales se estableció un mínimo de 25.000 MMUSD en ingresos o 50.000 MMUSD

En la siguiente figura se resume los criterios de clasificación,

**Figura 2 Criterios de Selección Empresas Invitadas a la Consulta de Mercado**

Criterios de Selección		
<p><b>1 Operaciones de Crudo Colombiano</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Partimos de la lista de todas las empresas que han exportado o comprado crudo colombiano en los últimos tres años</li> <li>■ Se adicionaron a la lista las empresas estatales de la región que podrían estar interesadas en el negocio</li> </ul>	<p><b>2 Tipo de Empresa</b></p> <p>Las empresas invitadas debe cumplir con alguna de las siguientes categorías:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Major</li> <li>■ Empresa Integrada</li> <li>■ Trader</li> <li>■ Estatal</li> <li>■ Productor con operaciones en Colombia</li> </ul> <p>Se dejan por fuera las empresas que son refinadores puros dado que están enfocados en la compra de crudos para sus sistemas</p>	<p><b>3 Tamaño de la Empresa</b></p> <p>Para ser invitadas las empresas deben cumplir con alguno de los dos parámetros establecidos para cada grupo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Empresas con presencia en Colombia o Estatales: deben contar con Ingresos anuales mayores a 5,000 MMUSD ó Activos reportados de min. 10,000 MMUSD</li> <li>■ Otras Empresas Internacionales: deben contar con Ingresos anuales mayores a 25,000 MMUSD ó Activos reportados de min. 50,000 MMUSD</li> </ul>

Fuente: Arthur D. Little

Del listado inicial de 45 empresas que habían comprado o exportado crudo colombiano en los últimos tres años aplicando los criterios descritos anteriormente, se preseleccionaron 36 compañías como se referencia a continuación:

No	Empresa	Sede	Tipo de Empresa	Operaciones en Colombia?
1	Cepsa	Madrid	Upstream Colombia	Si
2	Chevron	Houston	Major	Si
3	ENAP	Santiago de Chile	Estatal	No
4	ENI	Houston	Estatal	No
5	Exxon	Houston	Major	Si
6	Glencore	Stamford	Trader	No
7	Gunvor	Bogotá/Bahamas	Trader	Si
8	Mercuria	Bogotá/Ginebra	Trader	Si
9	OXY	Bogotá/Houston	Upstream Colombia	Si
10	P66	Houston	Major	Si
11	Petrobras	Houston	Estatal	Si
12	Petrochina	Houston/NY	Estatal	Si
13	Reliance	Mumbai/New Delhi	Integrada	No
14	Repsol	Houston	Integrada	Si
15	Statoil	Stamford	Estatal	Si
16	Total/ATMI	Houston	Estatal	Si

No	Empresa	Sede	Tipo de Empresa	Operaciones en Colombia?
17	Trafigura	Bogotá	Trader	Si
18	Unipecc (Subsidiaria de Sinopec)	NY	Estatal / Trader	Si
19	Perenco	Bogotá, London	Upstream Colombia	Si
20	Mitsubishi	Bogotá, Houston	Integrada	Si
21	Marubeni	Bogotá, Houston	Trader	Si
22	Pacific Rubiales Energy	Bogotá	Upstream Colombia	Si
23	Talisman	Bogotá	Upstream Colombia	Si
24	Itochu	Bogotá, Houston	Trader	Si
25	Vitol	Houston	Trader	Si
26	se	Chicago	Major	Si
27	Petrotrin	Pto España, Trinidad	Estatal	No
28	PTT International	London/Singapore	Trader	No
29	Lukoil /Litasco	NY	Estatal	No
30	Shell	Bogotá, Barbados	Major	Si
31	PDVSA	Caracas	Estatal	No
32	Petroecuador	Quito	Estatal	No
33	YPF	Argentina	Estatal	No
34	Petroperú	Lima	Estatal	No
35	Pemex	D.F	Estatal	No
36	Noble Energy	Bogota	Trader	No

## 2.3 Términos del Servicio

Los términos detallados del servicio enviados a las empresas interesadas en la Consulta de Mercado se incluyen en el Anexo 1 del presente informe. El documento informativo de la Consulta de Mercado se encuentra dividido en las siguientes secciones:

- Introducción: descripción del objetivo de la consulta de mercado e introducción a la Agencia Nacional de hidrocarburos
- Información General de la Industria Petrolera Colombiana: descripción de los volúmenes de regalías producidos en los últimos años y el valor de su comercialización. Se incluyó adicionalmente una descripción general de la infraestructura de descargaderos, transporte por oleoductos, refinerías y puertos de exportación de crudo.
- Ámbito de aplicación y condiciones del servicio: términos legales, comerciales y operaciones bajo los cuales operaría el modelo de negocio para la comercialización de regalías
- Experiencia y competencia técnica de los participantes en la consulta de mercado: formato para ser diligenciado por los participantes describiendo sus capacidades comerciales, técnicas, financieras y competitivas para prestar el servicio requerido por la ANH

- Propuesta Económica: Formato para ser diligenciado por los participantes con su estimación del fee de comercialización requerido por su empresa para prestar el servicio de recolección y comercialización de crudo.

Para mayor detalle por favor revisar el Anexo 1: Términos y Condiciones de la Consulta de Mercado

## 2.4 Reuniones Informativas

El objetivo de la sesión informativa fue presentar un resumen de los las condiciones legales, comerciales y operativas propuestas para el servicio de recolección y comercialización del crudo de regalías y derechos económicos objeto de la Consulta de Mercado. Así mismo, resolver las preguntas de los participantes y recoger las sugerencias con respecto a las condiciones del negocio establecidas

Durante el proceso de consulta de mercado se realizaron dos reuniones informativas así:

- Reunión Houston (Lunes, Noviembre 3)  
Empresas Asistentes: Phillips 66, Total, Gunvor, Repsol,
- Reunión Bogotá (Miércoles, Noviembre 5)  
Empresas Asistentes: Glencore, Vitol, Trafigura, Gunvor, Talisman, Perenco, Shell, Marubeni, BP, Pacific Rubiales, Mitsubishi, Total, Perenco, Noble.

En ambas sesiones se mantuvo la siguiente agenda de trabajo:

Agenda	
9.00 – 9.15	Registro, bienvenida y presentación del equipo de trabajo
9.15 – 9.45	Presentación del resumen de los términos legales, comerciales y operativos del negocio
9.45 – 10.45	Sesión de preguntas & respuestas con los asistentes
10.45 – 11.00	Definición de próximos pasos y cierre

De las preguntas y comentarios recibidos durante las mencionadas sesiones y las preguntas enviadas por los participantes se identificaron los siguientes mensajes clave:

- Los participantes consideran que el derecho de preferencia de acceso a los descargaderos debe ser claramente establecido para facilitar el acceso del crudo de regalías y de la ANH a los oleoductos del país
- Es necesario definir como aplica el derecho de preferencia para los crudos de la ANH por derechos económicos en el fin de determinar la forma más eficiente de transporte.
- La ANH debe definir las condiciones sobre las cuales operará el derecho de preferencia de acceso a los oleoductos mediante un acuerdo con los transportadores para establecer, entre otras condiciones, el manejo de las diferencias entre volúmenes nominados y efectivamente transportados
- Es importante que la ANH defina acuerdos operativos con los productores de crudo para establecer las condiciones y logística de entrega del crudo de regalías y derechos económicos de cada uno de los campos incluidos en el alcance del contrato

- Para planear las actividades de dilución se requiere establecer si la empresa comercializadora tendrá acceso a la infraestructura de los productores de crudos pesados y en caso contrario que tipo de opciones podría viabilizar para realizar dichas operaciones
- La fórmula de cálculo de precio benchmark debe estar alineada a los tiempos de negociación y entrega de los cargamentos de crudo. En este sentido, por ejemplo el precio Platts del mes m vigente refleja el precio de los cargamentos que deberán ser entregados en el mes m + 1 por lo tanto la fórmula de precio bechmaking debe tomar en cuenta esta diferencia en tiempos.
- Dado que la ANH exige el pago de la totalidad del volumen reportado como regalías o crudo de la ANH mensualmente y esta obligación prevalece independientemente de su comercialización, es importante que el mes siguiente se pueda realizar un ajuste de precios a retroactivo a los volúmenes que se exporten en el mes siguiente a su producción conforme a su precios efectivo de venta

## 2.5 Respuestas a la Consulta de Mercado

Del total de las 36 empresas invitadas seis empresas enviaron sus respuestas a la Consulta de Mercado y cuatro empresas se excusaron de participar en el proceso.

Teniendo en cuenta que Arthur D. Little suscribió un acuerdo de confidencialidad con las empresas participantes para garantizar la reserva de la información particular de cada compañía, a continuación se presenta una tabla resumen de los resultados de la Consulta de Mercado:

### Capacidad Comercial

Capacidad Comercial 2013	Empresa A	Empresa B	Empresa C	Empresa D	Empresa E	Empresa F	Empresa G
Volumen de crudo comercializado en el 2013 (kbl/d)	Todas las empresas reportan un volumen de crudo por encima de los 200 kbl/d excepto una (1) empresa que reporta 45 kbl/d						
Volumen de crudo comercializado por regiones	Dos (2) de las siete (7) empresas reportan crudo comercializado en Norte América con volúmenes entre 16 y 75 kbl/d. Tres (3) reportan 3.5 MMb/d o más.						
	Cinco (5) de las siete (7) empresas reportan crudo comercializado en América Central, Sur y Región Caribe. Tres (2) empresas reportan volúmenes de más de 200 kbl/d						
	Cinco (5) de las siete (7) empresas reportan crudo comercializado en Europa. Tres (3) empresas reportan volúmenes de 1 MM b/d o más.						
	Cuatro (4) de las siete (7) empresas reportan crudo comercializado en África. Dos (2) reportan volúmenes de más de 700 kbl/d						
	Cuatro (4) de las siete (7) empresas reportan crudo comercializado en Medio Oriente. Tres (3) reportan volúmenes de 1MM b/d o más.						
	Cinco (5) de las siete (7) empresas reportan crudo comercializado en Asia. Tres (2) reportan volúmenes de 1MM b/d o más.						
Número de clientes para la comercialización de Crudo	Los participantes reportaron en el 2013 entre 26 y 350 clientes						

Capacidad Comercial 2013	Empresa A	Empresa B	Empresa C	Empresa D	Empresa E	Empresa F	Empresa G
Comercialización de crudo propio	Seis (6) de los siete (7) participantes con activos propios comercializan el crudo producido.						
Volumen de crudo comercializado de los propios activos de exploración (Kbld) en 2013	Se reportan volúmenes entre 10 kbld y 900 kbld						
Comercialización de crudo de terceros	Todos los participantes comercializan crudo de terceros con volúmenes reportados entre 5 y 2,000 kbld.						
Comercializa crudo en virtud de acuerdos a largo plazo	Seis (6) de las siete (7) compañías cuentan con contratos de compra venta de crudo a largo plazo, los cuales representan por lo menos el 20% del total						
Operaciones de cobertura para la comercialización de crudo	Todas las empresas participantes realizan operaciones de cobertura de precio de crudo						

### Capacidad Técnica

Capacidad Técnica 2013	Empresa A	Empresa B	Empresa C	Empresa D	Empresa E	Empresa F	Empresa G
Capacidad de Transporte por Oleoducto	Seis (6) de las siete (7) empresas reportan capacidad de transporte por oleoducto. Cinco (5) de ellas tienen tubería de transporte en las Américas.						
Capacidad de Transporte por Camiones	Cuatro (4) de las siete (7) empresas reportan capacidad de transporte por camiones y/o contrato de transporte por carretera en Colombia. La capacidad contratada de camiones cisterna a largo plazo reportada en Colombia está entre 40,000 bbls y 400,000 aprox.						
Capacidad de Almacenamiento de Crudo	Todas las empresas arriendan o poseen infraestructura para el almacenamiento de crudo. Para las Américas se reportó capacidad máxima > 5 MMbbls. En Colombia, cuatro (4) empresas reportaron capacidades entre 226 MMbbls a 3.3 MMbbls.						
Capacidad de Refinación	Seis (6) de las empresas participantes reportan infraestructura con capacidad de refinación. Para las Américas se reportó capacidad de refinación entre 50,000 bpd y 890,000 bpd						
Acceso a infraestructura de Puertos Marítimos	Todas las empresas cuentan con propiedad de infraestructura de puertos marítimos. Seis (6) de ellas tienen infraestructura en las Américas.						
Experiencia en actividades de dilución	Todas las empresas reportan experiencia en actividades de dilución de crudo pesado. El volumen de dilución reportado se encuentra entre 3,500 bpd a >100,000 bpd.						

Capacidad Técnica 2013	Empresa A	Empresa B	Empresa C	Empresa D	Empresa E	Empresa F	Empresa G
Tamaño del equipo de trading de la empresa	Las empresas reportan equipos de trading de mínimo 11 miembros. Una (1) empresa reporta >600.						

### Capacidad Financiera

2013	Empresa A	Empresa B	Empresa C	Empresa D	Empresa E	Empresa F	Empresa G
Calificación Crediticia	Cinco (5) de las siete (7) empresas participantes tienen calificación crediticia. La calificación de S&P es la más popular con rangos de calificación reportados desde BB a AA						
Nivel de Ingresos Anuales	Seis (6) de las siete (7) empresas participantes reportan ingresos anuales por más de \$130,000 USDMM.						
Utilidad Operativa	Tres (3) de las siete (7) empresas participantes reportan utilidades operacionales anuales (2013) por más de \$24,000 USDMM. Las demás presentan utilidades entre \$350 USDMM y \$2,600 USDMM						
Índice de Endeudamiento	Dos (2) de los participantes reportaron índices de deuda entre 23%-37%.						
Capital de Trabajo	Dos (2) de las empresas reportaron capital de trabajo entre \$24,000 USDMM y \$28,520 USDMM						
Líneas de Crédito	Cinco (5) de las siete (7) empresas participantes reportaron acceso a líneas de crédito. Tres reportaron líneas de crédito con un mínimo de \$17,000 USDMM.						

### Tarifa de Comercialización

Para la tarifa de comercialización se les solicitó a los participantes indicar dos aspectos:

- a. Segmentos de Interés: Se establecieron tres opciones o segmentos para la comercialización de crudo de regalías y de la ANH por regiones geográficas (ver Figura 3 ). Los participantes indicaron en su respuesta su interés de participar en uno o todos los segmentos
- b. Tarifa de Comercialización: Dependiendo el segmento de interés se solicitó a los participantes marcar el rango de tarifa (USD/b) que su empresa estaría dispuesta a cobrar por los servicios solicitados.

**Figura 3: Resumen Tarifa de Comercialización**

Segmentos	Tarifa de Comercialización (US\$/bl)	Empresa A	Empresa B	Empresa C	Empresa D	Empresa F	Empresa G
<b>Opción 1:</b> Todo el crudo de Regalías y el crudo de la ANH (alrededor de 137 mil barriles diarios)	No hay interés						
	\$0.00 – 0.50			X			
	\$0.50 – 1.00					X	
	\$1.00 – 1.50				X		X
	\$1.50 – 2.00						
	\$2.00 – 2.50		X				
	\$2.50 – 3.00						
More than \$3.00							
<b>Opción 2:</b> Todo el crudo de regalías y de la ANH proveniente de los Llanos Orientales (alrededor de 104 mil barriles diarios)	No hay interés						
	\$0.00 – 0.50			X			
	\$0.50 – 1.00	X			X	X	
	\$1.00 – 1.50	X					X
	\$1.50 – 2.00						
	\$2.00 – 2.50		X				
	\$2.50 – 3.00						
More than \$3.00							
<b>Opción 3:</b> Todo el crudo del Valle del Magdalena y el Putumayo (alrededor de 33 mil barriles diarios)	No hay interés						
	\$0.00 – 0.50			X			
	\$0.50 – 1.00					X	
	\$1.00 – 1.50				X		
	\$1.50 – 2.00						X
	\$2.00 – 2.50		X				
	\$2.50 – 3.00						
More than \$3.00							

Fuente: Participantes Consulta de Mercado. Arthur D. Little

## 2.6 Conclusiones de la Consulta de Mercado

Con base en los comentarios recibidos durante las sesiones informativas, múltiples interacciones con las empresas interesadas y las respuestas a la Consulta de Mercado se obtuvieron los siguientes mensajes claves para la evaluación de la opción de contratar un tercero comercializador de las regalías:

- Existe un marcado interés por múltiples empresas comercializadoras de crudo en prestar los servicios de comercialización del crudo de regalías y derechos económicos de la ANH. En especial se recibió una respuesta muy proactiva por parte de empresas con presencia en Colombia

- Se comprobó existe más de una empresa que contaría con capacidades operativas y financieras para la recepción, almacenamiento, transporte y comercialización del crudo de regalías
- Las empresas expresaron la necesidad de que la ANH defina los siguientes temas para el proceso de contratación formal:
  - Derecho de preferencia en descargaderos
  - Acceso a la infraestructura para actividades de dilución
  - Convenios operativos con los productores de crudo para definir la logística y condiciones entrega del crudo
  - Acuerdos operativos con las empresas transportadoras por ducto para definir las condiciones operativas del derecho de preferencia
- La mayoría de las empresas se encuentran dispuestas a asumir la comercialización de la totalidad del crudo de regalías o alguno de los segmentos identificados conforme al interés de la ANH
- La tarifa estimada por la mayoría de los participantes para el servicio de comercialización del 100% de las regalías y crudo de la ANH es de máximo USD \$1.5 por barril lo cual se encuentra en rango con la tarifa cobrada actualmente por Ecopetrol (USD 1.109 por barril) incluyendo los cargos de administración de carro tanques (USD 0.014 por barril) la cual actualmente es de USD 1.13 por barril

### **3 Estrategia de Contratación**

Para la definición de la estrategia de contratación del tercero comercializador se han analizado los siguientes aspectos:

- Modalidad de contratación
- Cronograma del proceso
- Estudio de sustentación económica y pliegos del proceso

#### **3.1 Modalidad de Contratación**

La Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante el Acuerdo 01 del 19 de febrero de 2009 adopto el Manual de contratación misional de la ANH. En este Manual la ANH define los procedimientos para las contrataciones relacionadas con actividades propias de su misión que en virtud del artículo 76 de la Ley 80 del 1993.

Las modalidades establecidas en el manual de Contratación Misional de la ANH son:

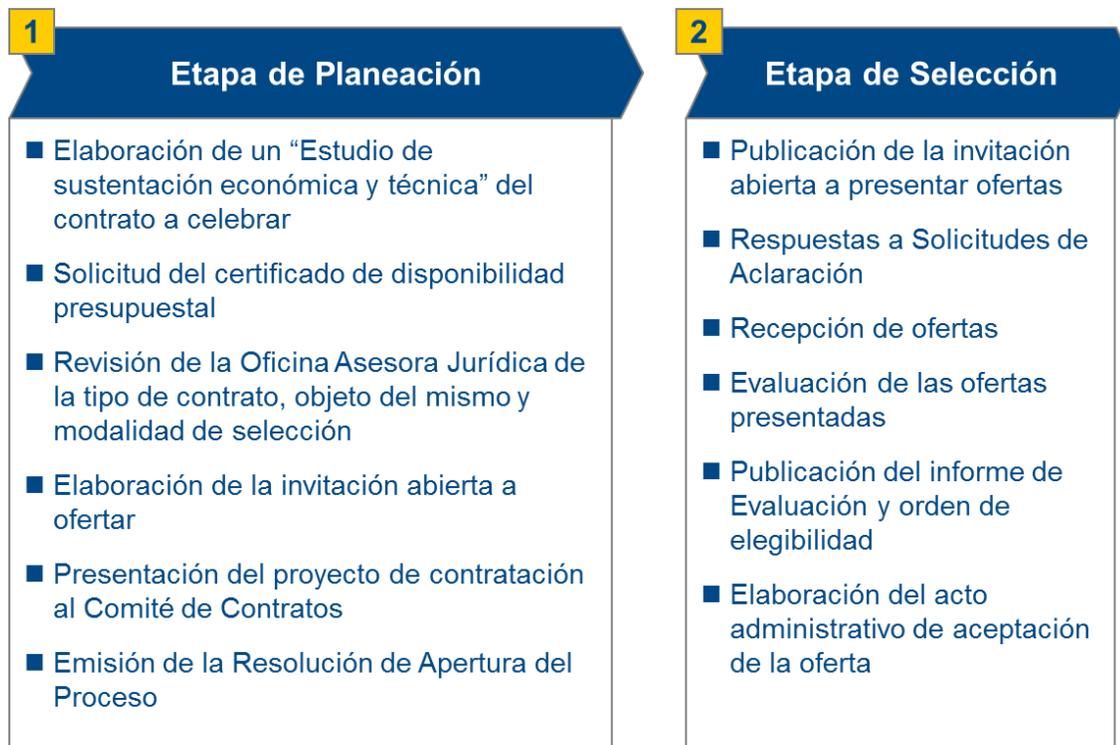
- **Invitación Cerrada a Presentar Ofertas:** este tipo de contratación aplica primordialmente para la celebración de contratos de “gestión del conocimiento” y la invitación se realizará a los proveedores inscritos en el Directorio de Proveedores de la ANH. Bajo esta modalidad el precio no se constituye en un factor preponderante de escogencia o selección y por lo tanto los criterios de decisión recaen en aspectos relacionados con la calidad de las ofertas recibidas.
- **Invitación Pública a Presentar Ofertas:** esta modalidad aplica para las contrataciones misionales relacionadas con la promoción de áreas, y la administración integral de las reservas de hidrocarburos. Esta tipo de contrataciones requieren la definición de una sistema de evaluación de las propuestas el cual puede estar basado en “análisis costo – beneficio” o “ponderación de puntajes por precio”
- **Selección de Mercado:** para contrataciones que cumplan con las siguientes características:
  - Cuantías menores a 3,000 SMLMV
  - Celebración de contratos interadministrativos
  - Cuando el bien o servicio solo es ofertado por un único proveedor
  - Frente a circunstancias de “apremio” o aquellas que imponen una acción inmediata
  - Cuando sea un contrato de prestación servicios profesionales
  - Cuando los contratos deban ejecutarse en el exterior
  - Cuando de conformidad con los “requerimientos técnicos deban tenerse en cuenta especiales conocimientos, experiencia, equipos, procedimientos, información o cualesquiera otra condición [...] que hagan aconsejable contratar con determinada persona natural o jurídica” para lo cual deberá elaborarse la respectiva justificación
  - Otras modalidades específicas no aplicables al servicio de comercialización de hidrocarburos

Teniendo en cuenta que el servicio de recolección y comercialización de regalías puede ser prestado por múltiples oferentes y la selección del mismo responderá a criterios económicos la modalidad de contratación que más se ajusta es la Invitación Publica a Presentar Ofertas.

#### **3.2 Cronograma del Proceso de Contratación**

Conforme al Manual de Contratación Misional se establece que todos los procesos de contratación deben surtir las siguientes etapas

Figura 4: Etapas de la Contratación Misional ANH



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Para la etapa de planeación de la contratación del servicio de recolección y comercialización de regalías se ha consolidado un Estudio de Sustentación Económica y Técnica el cual se adjunta en el Anexo 2 del presente informe. El estudio de sustentación económica (ESET) cuenta con las siguientes secciones:

- Descripción de la necesidad que se pretende satisfacer con la contratación: descripción de la causa de la contratación y el contexto en el que se realiza el recaudo, transporte y comercialización del crudo de regalías y de la ANH en Colombia.
- Objeto a contratar, especificaciones e identificación del contrato a celebrar: descripción del alcance del contrato, el tipo de contrato, la duración y la fases de ejecución
- La modalidad de selección y sus fundamentos jurídicos: descripción de la modalidad de selección sugerida conforme al Reglamento de Contratación Misional adoptado en el acuerdo 01 de 2009. Esta sección deberá ser confirmada por la ANH una vez decida internamente la modalidad de contratación aplicable.
- Valor estimado del Contrato: descripción del mecanismo de remuneración del contratista
- Justificación de los factores de selección que permitan identificar la oferta más favorable: descripción de las condiciones para certificar la capacidad jurídica, financiera y técnica de los oferentes. En esta sección se incluyen los factores de evaluación de cada propuesta para la asignación del contrato.
- Análisis que sustenta la Exigencia de Garantías: descripción de las garantías requeridas
- Formatos y Formularios: formas para la presentación de las ofertas
- Especificaciones técnicas: descripción detallada del modelo del negocio, condiciones legales, comerciales y operativas del servicio a contratar. Se definen en esta sección las fórmulas de valoración del crudo y el proceso de facturación y pago
- Minuta del Contrato: Formato proforma del contrato el cual se deberá ajustar una vez la ANH decida el modelo de contrato de Mandato y Compra Venta del crudo de regalías y el crudo de la ANH.

Teniendo en cuenta los tiempos estimados para el inicio de las actividades del comercializador se sugiere un cronograma de trabajo de tres meses para la realización del concurso (de enero a marzo) y otros tres meses para la suscripción del contrato e inicio de la transición (abril-junio) conforme se describe en la figura 5. Para la definición del cronograma se han incorporado los siguientes criterios:

- La ANH debe hacer una publicación de los términos preliminares de la oferta para tener la posibilidad de fortalecer los términos definitivos con las sugerencias y comentarios de los potenciales oferentes. En este sentido se estiman dos semanas para la revisión de los términos preliminares y formulación de preguntas/comentarios
- Se estima un tiempo mínimo de preparación de la oferta mínimo de 4 semanas, lo cual fue consultado por Arthur D. Little durante la fase de pre-mercadeo con potenciales oferentes.
- La evaluación y asignación del contrato debería tardar no más de dos semanas con el fin de cumplir con el tiempo estimado mínimo para la firma del contrato y el inicio de la transición

**Figura 5: Cronograma de la Contratación**

<b>Cronograma del Proceso de Contratación</b>	
Fecha / Plazo	Actividad
30 de enero de 2015	Publicación de los términos preliminares de la Invitación abierta a ofertar
Hasta el 15 de febrero de 2015	Sesiones de aclaraciones y preguntas
Hasta el 23 de febrero de 2015	Publicación de los términos definitivos de la Invitación abierta a ofertar
Hasta el 20 de marzo de 2015	Fecha límite para recibir las ofertas de las empresas interesadas
Hasta el 27 de marzo 2015	Evaluación y definición de la empresa adjudicataria del contrato
Durante los meses de abril, mayo y junio	Celebración del Contrato e inicio de la fase de transición
1 de julio de 2015	Inicio de la ejecución del Contrato

Fuente: Arthur D. Little

### 3.3 Estudios de sustentación económica y pliegos de proceso

A continuación se presenta un resumen del modelo de negocio reflejado en los Estudios de Sustentación Económica y Pliegos del Proceso para la contratación de la empresa que preste el servicio de recaudo, recolección, transporte, almacenamiento y comercialización del crudo de regalías y derechos económicos de propiedad de la ANH.

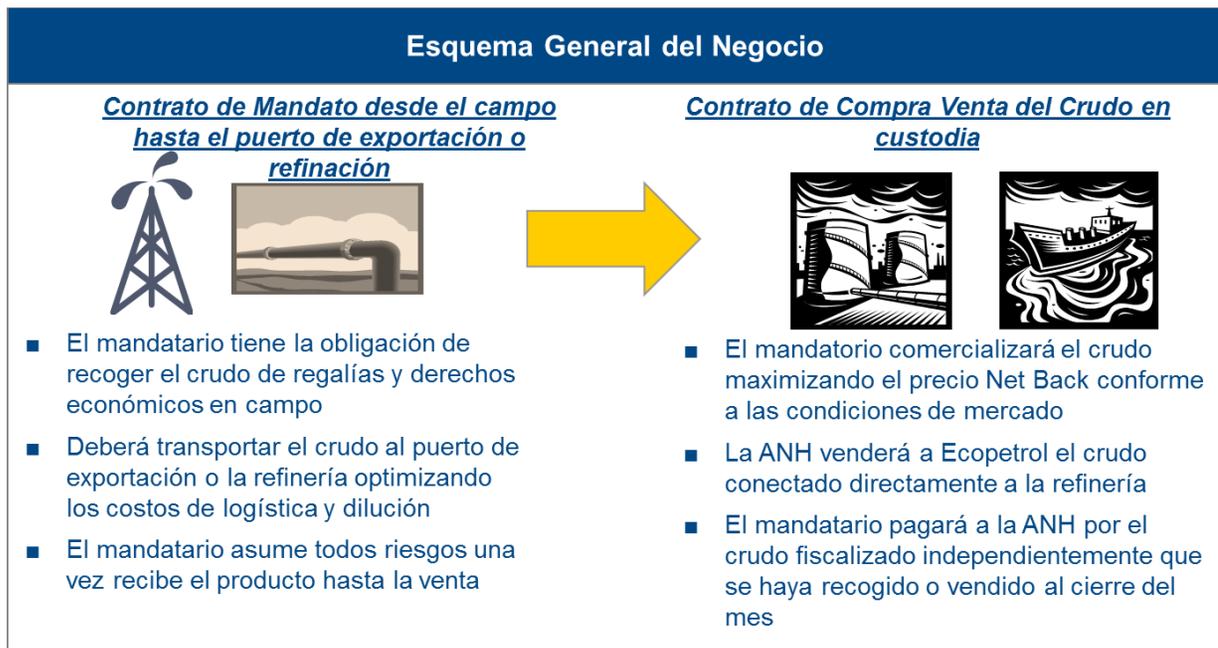
## a) **Modelo de Negocio**

El esquema general de negocio se basa en un Contrato de Mandato mediante el cual la empresa seleccionada realice las actividades de recaudo, recolección, transporte y almacenamiento del crudo de regalías y derechos económicos desde el campo de producción hasta el puerto de exportación o la puerta de la refinería en calidad de Mandatario. Bajo esta figura la empresa seleccionada podrá ejercer el derecho de preferencia de la ANH para acceder a los sistemas de transporte y optimizar los costos de logística y dilución para la comercialización del crudo. Es importante mencionar que la custodia del crudo será transferida del operador del campo al Mandatario en el punto de fiscalización o punto de entrega y este último asumirá todos los riesgos durante el transporte del crudo hasta su venta.

Una vez el crudo llegue al puerto de exportación o la puerta de la refinería, se realizará una compra venta entre la ANH y el Mandatario con el fin de transferir la propiedad del petróleo y permitir la comercialización directa de los volúmenes respectivos en los mercados nacionales e internacionales por parte del Mandatario/Comprador. El Mandatario deberá mensualmente pagar a la ANH todos los volúmenes fiscalizados de Regalías y los crudos recaudados por Derechos Económicos independientemente de que estos se hayan recogido y comercializado en el último día del mes. Cuando se presenten diferencias entre el crudo fiscalizado y el crudo recogido por el Mandatario y estas no se deban a una actividad atribuible al Mandatario, el Mandatario pagará los volúmenes efectivamente recibidos y reportados en los Informes de Entrega.

En la siguiente figura se presenta un esquema general de los dos contratos propuestos, para mayor detalle por favor dirigirse a los ESET adjuntos en el Anexo 2 del presente informe.

**Figura 6: Esquema General del Negocio**



Fuente: Arthur D. Little

## b) **Crudo para refinación Interna**

El crudo para refinación interna podrá ser comercializado a través de dos mecanismos: 1) la ANH negociará directamente con Ecopetrol la venta de los crudos de regalías y derechos económicos de campos que estén conectados directamente a la refinería por líneas aferente. Estos campos denominados “crudos cautivos” no

serán parte del objeto contractual del contrato de Mandato y por lo tanto serán directamente comercializados por la ANH. 2) El mandatario podrá vender parte del crudo de regalías y de la ANH al refinador nacional buscando el aprovechamiento de las ventajas logísticas y la maximización del precio Net Back de los volúmenes comercializados. La ANH no será parte de la segunda modalidad y transferirá la propiedad al Mandatario del crudo en la puerta de refinería o en el campo dependiendo el punto de entrega que acuerden el mandatario y el refinador. Ver figura 7.

**Figura 7: Crudo para Refinación Interna**



Fuente: Arthur D. Little

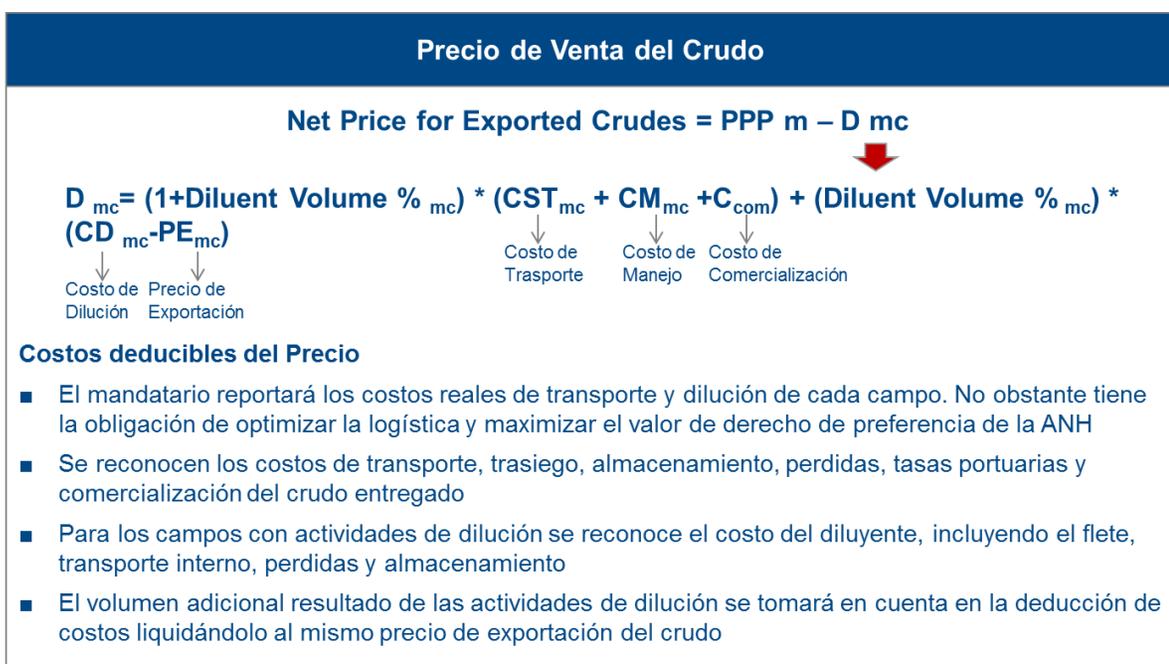
### c) **Fórmula de Precio de Venta del Crudo**

La fórmula de precio de venta del crudo se ha definido utilizando la metodología de precio Net Back donde el comercializador deberá pagar a la ANH por el crudo fiscalizado, el precio promedio de venta del crudo comercializado menos las deducciones o costos de logística incurridos para cada campo. Para la definición de la fórmula se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- El Mandatario deberá pagar a la ANH el crudo objeto del contrato al precio promedio de venta del mes.
- Si el precio promedio del Mandatario está por debajo de las condiciones de mercado reportadas por los informativos internacionales deberá pagar a la ANH el precio de referencia de mercado determinado en la fórmula de precios
- Cuando el Mandatario venda por encima de la referencia de mercado recibirá un pago adicional por el buen desempeño en su gestión de venta. Este pago está definido en la fórmula descrita en el Anexo 2 del presente documento
- Los costos o deducciones por logística de cada campo deben reflejar la optimización de las rutas de evaluación teniendo en cuenta el derecho de preferencia

Las formulas detalladas del precio de venta se han incluido en el Anexo 2, no obstante en las siguientes figuras se resumen los principales componentes de la fórmula de precios.

**Figura 8: Formula de Precios – Calculo de precio de venta**





**4 Anexo 1: Términos y Condiciones Consulta de Mercado  
Arthur D. Little**



**“Términos y  
Condiciones para la  
comercialización del  
Petróleo Crudo de  
Regalías en Colombia y  
de Derechos  
Económicos de la ANH”**

Documento Informativo para  
la Consulta de Mercado

Bogotá, Noviembre 18 de 2014

Arthur D. Little, Inc.  
711 Louisiana Street,  
Suite 2100  
Houston, Texas 77002  
U.S.A.  
Phone +1 281-404-9856  
Fax +1 713-655-0726  
[www.adlittle.com](http://www.adlittle.com)

## Indice

1	Introducción	4	3
2	Consulta de Mercado Arthur D. Little	6	3
3	Estrategia de Contratación	16	3
4	Anexo 1: Términos y Condiciones Consulta de Mercado Arthur D. Little	22	3
5	Anexo 2: Estudio de Sustentación Económica y Técnica	102	3
<b>1</b>	<b>Introducción</b>		<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Consulta de Mercado Arthur D. Little</b>		<b>6</b>
2.1	Cronograma del Proceso		6
2.2	Empresas invitadas		7
2.3	Términos del Servicio		9
2.4	Reuniones Informativas		10
2.5	Respuestas a la Consulta de Mercado		11
2.6	Conclusiones de la Consulta de Mercado		14
<b>3</b>	<b>Estrategia de Contratación</b>		<b>16</b>
3.1	Modalidad de Contratación		16
3.2	Cronograma del Proceso de Contratación		16
3.3	Estudios de sustentación económica y pliegos de proceso		18
<b>4</b>	<b>Anexo 1: Términos y Condiciones Consulta de Mercado Arthur D. Little</b>		<b>22</b>
<b>5</b>	<b>Introducción</b>		<b>27</b>
5.1	Descripción de la Consulta de Mercado		27
5.2	Introducción a la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH -		28
<b>6</b>	<b>Información General de la Industria de Petróleo Colombiana</b>		<b>30</b>
6.1	Descripción de la Producción de Petróleo Crudo		30
<b>7</b>	<b>Ámbito de Aplicación y Condiciones del Servicio</b>		<b>53</b>
7.1	Marco Contractual		54
7.2	Términos Comerciales		57
7.3	Condiciones Operativas		63
7.4	Garantías Requeridas al Mandatario		65
7.5	Indemnización		66

<b>8</b>	<b>Experiencia y competencias técnicas de los participantes de la Consulta de mercado</b>	<b>67</b>
8.1	Capacidades Comerciales	67
8.2	Capacidades Técnicas	69
8.3	Capacidad Financiera	71
8.4	Ventajas Competitivas	72
<b>9</b>	<b>Propuesta Económica</b>	<b>73</b>
9.1	Tarifa de Comercialización	73
9.2	Incentivos Comerciales	73
<b>10</b>	<b>Anexo : Crudo de Regalías por Campo y destino (Promedio enero-junio de 2014)</b>	<b>75</b>
<b>11</b>	<b>Anexo 2: Estudio de Sustentación Económica y Técnica</b>	<b>102</b>

## Figuras y Tablas

Figura 1: Petróleo Crudo de Regalías Royalties 2012-2014	30
Figura 2: Contribuciones de Regalías por Departamento (January - June 2014)	31
Figura 3: Distribución de las compañías de acuerdo a las regalías reportadas	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Figura 4: Exportaciones de Crudo en Colombia en Enero-Junio 2014	32
Figura 5: Transporte de Petróleo Crudo y Nafta	34
Figura 6: Mapa de las rerinerías de Barrancabermeja y Cartagena	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Figura 7: Resumen de los procesos de modernización de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja	38
Figura 8: Infraestructura de Oleoductos en Colombia	39
Figura 9: Esquema de Tarifas para los Oleoductos	42
Figura 10: Oleoducto Caño Limón-Coveñas	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Figura 11: Infraestructura de exportación de tuberías del Campo Rubiales Rubiales	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Figura 12: Infraestructura del Valle del Magdalena	45
Figura 13: Oleoducto Ocesa	46
Figura 14: Oleoducto de Colombia	47
Figura 15: Instalaciones de Descarga en Colombia	48
Figura 16. Mapa del Oleoducto Bicentenario	49
Figura 17 Terminal Marítima de Coveñas y Terminal Marítima de Tumaco	50
Figura 18: Terminal de Exportación de Coveñas – Oleoducto de conexión de Vasconia	51
Figura 19: Rutas de evacuación óptimas utilizando los derechos de acceso preferencial de la ANH	52

## **“Términos y Condiciones para el comercio de Petróleo crudo de Regalías en Colombia y los derechos comerciales de la ANH”**

### Documento Informativo Consulta de Mercado

*El presente documento informativo cuyo objeto es la Consulta de Mercado para la comercialización de petróleo crudo de regalías en Colombia y de derechos comerciales de la Agencia Nacional de Hidrocarburos no pretende y no se interpretará como la creación de ninguna obligación jurídica vinculante con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Arthur D. Little, o cualquier tercero. Este documento informativo de Consulta de Mercado no es un compromiso expreso ni implícito de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Arthur D. Little, o terceros para contratar las actividades descritas en él. Nada en el presente documento de Términos y Condiciones para la comercialización del Petróleo Crudo de Regalías en Colombia y de Derechos Económicos de la ANH o de cualquier discusión entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Arthur D. Little o cualquier tercero en conexión con las actividades contempladas en el presente deberá crear una obligación legal u otras obligaciones entre estas partes.*

*Los datos relacionados con la información financiera, fórmulas de fijación de precios, medios de transporte, logística, terminales y oleoductos, la infraestructura global de crudo, los datos del mercado o cualquier información proporcionada en este documento se utilizan sólo con fines informativos y pueden estar sujetos a cambios.*

## 5 Introducción

### 5.1 Descripción de la Consulta de Mercado

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia ha encomendado a Arthur D. Little la realización del estudio: "Evaluación de Alternativas para la comercialización de petróleo crudo de Regalías de Colombia y de Derechos Económicos de la ANH". El propósito de este estudio es identificar y evaluar las mejores opciones para recolectar y comercializar el petróleo crudo de regalías (de ahora en adelante "Crudo de Regalías", así como los volúmenes de petróleo crudo a los que la ANH tiene derecho por su participación en la producción (Factor X) o por derechos económicos (precios altos) en Contratos vigentes de Exploración y Producción (en adelante "Crudo de la ANH")

Con el fin de evaluar las alternativas para la recolección y comercialización del crudo de Regalías y del crudo de la ANH, Arthur D. Little está llevando a cabo una Consulta de Mercado con la participación de empresas (estatales y privadas) con experiencia demostrada en el almacenamiento, transporte y comercio internacional de petróleo crudo. Esta consulta de mercado tendrá la siguiente finalidad:

1. Explorar los intereses de las empresas en la recepción, almacenamiento y comercialización del crudo de Regalías y el crudo de la ANH
2. Entender la experiencia, así como las capacidades operativas y financieras de las empresas en la recepción, el almacenamiento, el transporte y la comercialización internacional de petróleo crudo
3. Definir las condiciones bajo las cuales las empresas nacionales o internacionales podrían participar en una licitación a ser llevada a cabo por la ANH para contratar la recolección total o parcial y la comercialización nacional e internacional del crudo de Regalías y del crudo de la ANH
4. Identificar el interés en el negocio de recolección y comercialización de segmentos particulares del crudo de Regalías y del crudo de la ANH diferenciados por especificaciones de calidad y/o ubicación geográfica
5. Estimar el rango de tarifas en las que las empresas estarían interesadas en realizar las actividades mencionadas
6. Recopilar sugerencias/recomendaciones para definir los requisitos de precalificación y preparación de las bases técnicas que la ANH debe tener en cuenta en el desarrollo de licitación para contratar la(s) empresa(s) encargada(s) del desarrollo de las actividades mencionadas.

Se espera que la presente Consulta de Mercado esté terminada a finales de Noviembre, 2014. El calendario provisional se describe a continuación:

- Viernes, 17 de Octubre: Fecha límite para recibir la manifestación de interés
- Lunes, 28 de Octubre: Presentación de la documentación preliminar de la Consulta de Mercado para las empresas interesadas
- Lunes, 03 de Noviembre: Sesión Informativa en Houston
- Miércoles, 05 de Noviembre: Sesión informativa en Bogotá
- Viernes, 07 Noviembre: Fecha límite para recibir preguntas y comentarios al documento informativo preliminar de la Consulta de Mercado.
- Lunes, 17 de noviembre: Presentación del documento definitivo de Términos y Condiciones para la Consulta de Mercado a las empresas interesadas

- Lunes, 1<sup>o</sup> de Diciembre: Fecha límite para recibir las respuestas de los participantes en la Consulta de Mercado

## 5.2 Introducción a la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH -

Para hacer frente a la crítica disminución de las reservas de petróleo, el sector de hidrocarburos colombiano atravesó por un profundo proceso de reestructuración en el año 2003. El cambio se consolidó con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH - en el 2003 (Decreto 1760 de 2003).

Este proceso incluyó la decisión de hacer más competitivo a Ecopetrol separando su doble papel de ente regulador y empresa de petróleos. Por esta razón, se decidió que la compañía (Ecopetrol) estaría concentrada solamente en la exploración, producción, transporte, refinación y, comercialización de hidrocarburos. Además, se estipuló que la misma trabajaría de manera exclusiva en el negocio del petróleo y competiría en igualdad de condiciones con otras empresas del sector.

De esta manera, la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH- adquirió de Ecopetrol su papel como ente administrador y regulador de los recursos nacionales de hidrocarburos, y comenzó la transformación de Colombia en un país atractivo para los inversores nacionales y extranjeros.

Con los cambios introducidos, la Agencia quedó encargada de la gestión de las reservas de hidrocarburos a través del diseño, promoción y negociación de contratos de exploración y producción en las áreas donde se puedan encontrar hidrocarburos y que no estén directamente operadas por Ecopetrol o que no estén sujetas a contratos de Joint Venture antes de 31 de diciembre 2003.

La regulación del esquema de Regalías de Colombia también se ajustó recientemente. La Ley 1530 del 2012 que definió el “ciclo de administración de regalías” considera las siguientes actividades:

- Fiscalización - Actividades y procedimientos llevados a cabo con el fin de garantizar el cumplimiento de la normativa aplicable.
- Liquidación - Definición de los precios y volúmenes para las regalías aplicando criterios técnicos
- Recaudo - Recepción de petróleo crudo y/o compensaciones en efectivo relacionadas con las regalías de las empresas productoras de crudo.
- Distribución - Transferencia de fondos de regalías a las entidades gubernamentales designadas

En el 2012, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 714 a través del cual asigna a la ANH todas las actividades relacionadas con el “ciclo de administración regalías” el cual incluye la responsabilidad de recolectar y comercializar el crudo (de regalías). Las funciones relativas a la administración de las regalías y de los derechos económicos se definen de la siguiente manera:

- Establecer los precios de los hidrocarburos para el cálculo de regalías
- Regular la participación del Estado (en volumen o en dinero) en la producción de hidrocarburos incluyendo regalías apropiadas de los contratos de exploración y producción (E&P) y los acuerdos firmados por la Agencia. Se establece que para la administración de estos recursos, la ANH puede realizar y celebrar contratos u operaciones de cualquier naturaleza.

- Recolectar, comercializar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la nación por la explotación de hidrocarburos
- Asignar las deducciones correspondientes provenientes de participaciones y regalías a entidades públicas para los Fondos previstos en la Constitución Política y la ley. La ANH hará los giros y las devoluciones en los términos establecidos en la ley.
- Establecer el precio al que el petróleo crudo por concesión debe ser vendido para la refinación o la transformación en el país, y el precio del gas natural que se utiliza efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea necesario.

En cumplimiento de sus funciones, desde el año 2007, la ANH ha gestionado varios acuerdos y contratos con Ecopetrol SA para el recaudo y la comercialización del crudo proveniente de Regalías y de derechos económicos de la ANH. Actualmente la ANH tiene en vigencia un acuerdo de compra - venta para el recaudo y comercialización de regalías cuyo término expira el 31 de diciembre de 2014. Más del 90% del volumen total de las regalías se comercializa bajo este contrato.

Parte del Petróleo Crudo de Regalías se recauda monetizado; por lo tanto, el operador paga directamente a la ANH el valor del petróleo crudo correspondiente a regalías al precio de mercado menos los costos de transporte, las tarifas por manejo y el costo comercial incurrido efectivamente. La ANH define la fórmula de monetización y la aplica a los campos productores de petróleo que no están conectados al sistema de ductos o que se encuentran en áreas remotas con acceso restringido donde Ecopetrol SA no considera que el acopio sea viable comercialmente

La ANH también recibe petróleo crudo por concepto de derechos económicos provenientes de los contratos de exploración y producción. Los derechos económicos incluyen un porcentaje de participación en la producción y una participación en el volumen por altos precios del petróleo. La ANH recibió aproximadamente 26.000 bl/d de 29 contratos E&P que representan 47 campos de producción durante el primer semestre del 2014 como resultado de sus derechos económicos. En la actualidad algunos de estos volúmenes se recaudan en dinero, de manera que la ANH recibe directamente el valor de mercado en boca de pozo de los crudos provenientes de estos contratos.

A pesar de que la ANH ha venido comercializando el crudo de Regalías a través del acuerdo de compra con Ecopetrol, su interés también es explorar otras alternativas viables para maximizar el precio de venta del crudo de la nación.

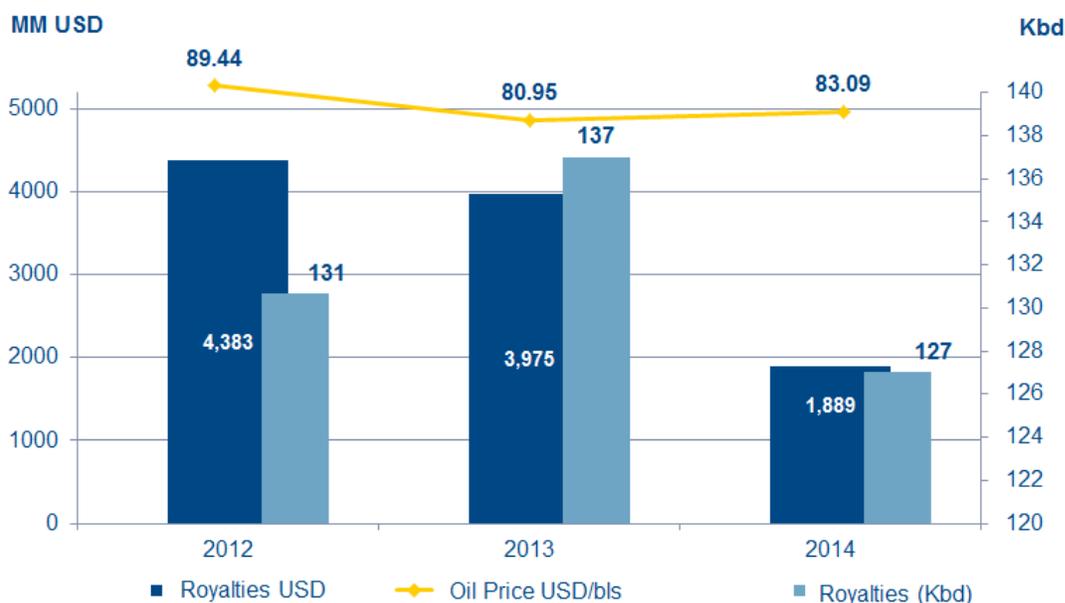
## 6 Información General de la Industria de Petróleo Colombiana

En este capítulo se presenta un panorama general del sector de petróleos colombiano y la descripción del crudo de Regalías y del crudo de la ANH.

### 6.1 Descripción de la Producción de Petróleo Crudo

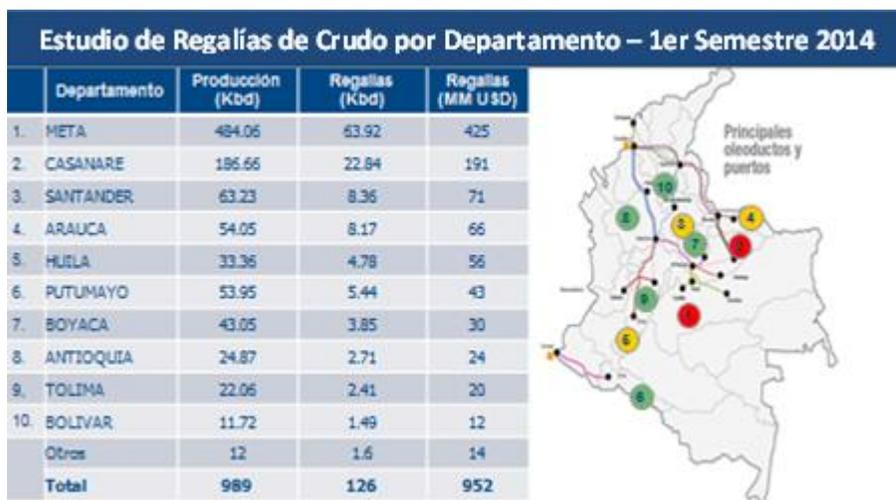
En la actualidad, los volúmenes de regalías en Colombia provienen de los acuerdos de asociación firmados con Ecopetrol (antes de la creación de la ANH) y los contratos de E & P firmados por la ANH después de su creación. En los dos últimos años, el volumen anual total de las regalías comercializadas ha sido cerca de 4.000 MM USD. En términos de volumen, el crudo de las regalías se incrementó de 131 en 2012 a 137 Kbd en 2013, y disminuyó durante el primer semestre de 2014 a un promedio de 127 Kbd. Durante el primer semestre de 2014, los departamentos de Meta y Casanare fueron los principales contribuyentes a las regalías, con 64 y 23 Kbd respectivamente.

**Figura 1: Crudo de Regalías 2012-2014**



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Análisis Arthur D. Little

**Figura 9: Contribuciones de Regalías por Departamento (Enero - Junio 2014)**



Fuente: ANH. Análisis Arthur D. Little

La producción de crudo en Colombia es altamente concentrada. Seis compañías productoras contribuyen con el 81% de la producción nacional. Durante el primer trimestre del 2014, las empresas que reportaron un mayor volumen de regalías fueron Ecopetrol, Pacific Rubiales, Occidental de Colombia y Equión Energía. Cada una de éstas contribuyó mensualmente con petróleo crudo valorado en más de US \$ 10 MM. El grupo de contribuyentes medianos está constituido por 14 empresas que reportaron volúmenes equivalentes a más de US \$ 2 MM cada una. El grupo de pequeños contribuyentes está compuesto por cerca de 40 empresas con un volumen de producción menor en el país

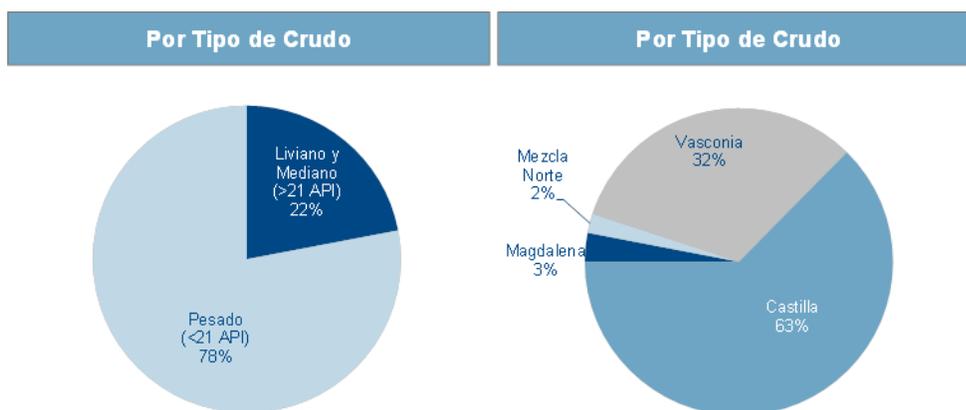
Figura 10: Distribución de las empresas conforme a las regalías reportadas



Fuente: Análisis Arthur D. Little

En 2013, Colombia exportó diariamente cerca de 780 Kbls de petróleo. El crudo de exportación es relativamente pesado, dado a que el 60% es mezcla Castilla (API 18.8° y 1.97% S) y el 30% es mezcla Vasconia (API 24.3° y 0.83% S). Cerca del 96% de las exportaciones se envían a través del puerto de Coveñas, en la costa atlántica de Colombia.

Figura 11: Exportaciones de Crudo en Colombia Enero – Junio 2014



Fuente: NAVES, ENEX.

Según la calidad, así como aspectos logísticos y geográficos, el crudo de Regalías podría agruparse en cinco categorías, como se muestra en la siguiente figura. La mayor parte de las regalías se generan en la Cuenca de los Llanos que contribuye con cerca de 105 mil barriles diarios, seguido de las cuencas media y baja del Magdalena que contribuyen con 17 mil barriles diarios.

Figura 5: Volumen de regalías por sub región– Enero 2014 – Volumen colectado por Ecopetrol S.A

	Crudo de Regalías - Segmentos	Departamentos	Principal Calidad de Crudo	Volumen
a)	<b>LLANOS</b>		<b>Pesado</b>	<b>3,100,290</b>
	Ligero y Medio (>21°API)			1,056,902
	Pesado (<21°API)			2,043,388
	<b>RUBIALES+QUIFA</b>		<b>Pesado</b>	<b>1,354,633</b>
	Ligero y Medio (>21°API)	N.A.		-
	Pesado (<21°API)	Meta		1,354,633
	<b>CASTILLA+CHICHIMENE+AKACIA</b>		<b>Pesado</b>	<b>549,563</b>
S	Ligero y Medio (>21°API)	N.A.		-
	Pesado (<21°API)	Meta		549,563
	<b>CASANARE</b>		<b>Ligero y Medio</b>	<b>710,058</b>
	Ligero y Medio (>21°API)	Casanare		638,104
	Pesado (<21°API)	Casanare		71,954
	<b>ARAUCA</b>		<b>Ligero y Medio</b>	<b>299,580</b>
	Ligero y Medio (>21°API)	Arauca		299,580
	Pesado (<21°API)	N.A.		-
	<b>OTROS META</b>		<b>Ligero y Medio</b>	<b>186,456</b>
	Ligero y Medio (>21°API)	Meta		119,218
	Pesado (<21°API)	Meta		67,238
b)	<b>VALLE DEL MAGDALENA MEDIO E INFERIOR (VMM / VIM)</b>		<b>Mezcla</b>	<b>538,196</b>
	Ligero y Medio (>21°API)			242,603
	Pesado (<21°API)			295,593
	<b>PTO NARE + PTO BOYACÁ</b>		<b>Pesado</b>	<b>133,800</b>
	Ligero y Medio (>21°API)	N.A.		-
	Pesado (<21°API)	Boyacá / Antioquia		133,800
	<b>TODOS LOS DEMÁS VMM/VIM</b>		<b>Ligero y Medio</b>	<b>404,396</b>
	Ligero y Medio (>21°API)	Antioquia / Bolivar / Cesar / Córdoba / Santander / Sucre		242,603

Crudo de Regalías - Segmentos	Departamentos	Principal Calidad de Crudo	Volumen
Pesado (<21°API)	Bolívar / Cesar / Cundinamarca / Santander / Norte de Santander		161,793
<b>c) VALLE ALTO DEL MAGDALENA (VSM)</b>		<b>Ligero y Medio</b>	<b>304,030</b>
Ligero y Medio (>21°API)			222,412
Pesado (<21°API)			81,618
HUILA+CUDINAMARCA		Ligero y Medio	223,317
Ligero y Medio (>21°API)	Cundinamarca / Huila		148,687
Pesado (<21°API)	Cundinamarca / Huila		74,630
TOLIMA		Ligero y Medio	80,713
Ligero y Medio (>21°API)	Tolima		73,725
Pesado (<21°API)	Tolima		6,988
<b>d) PUTUMAYO</b>		<b>Ligero y Medio</b>	<b>169,421</b>
Ligero y Medio (>21°API)	Putumayo		140,384
Pesado (<21°API)	Putumayo		29,037
<b>e) CATATUMBO + CORDILLERA ORIENTAL</b>		<b>Ligero y Medio</b>	<b>21,342</b>
Ligero y Medio (>21°API)	Boyacá / Norte de Santander		21,210
Pesado (<21°API)	Boyacá		132

Fuente: Ecopetrol. ENEX.

Durante el primer semestre del 2014, aproximadamente el 60% del volumen de las regalías fue crudo pesado con API inferior a 21O. El 70% del volumen de Regalías fue comercializado en los mercados internacionales dado que las refinerías nacionales requieren en su mayoría crudos de calidad liviana y/o media.

### Logística de dilución para Crudos Pesados

Debido a que la mayoría de la producción colombiana es petróleo pesado, la industria ha venido desarrollando diferentes esquemas de logística para el transporte de diluyente a los campos de producción los cuales incluyen ductor y carro tanques. Es importante mencionar que la mayoría de los productores de petróleo pesado utilizan también algunos volúmenes de crudo liviano como diluyente para ahorrar en costos de dilución. No obstante, para fines del transporte y comercialización, productores como Ecopetrol utilizan principalmente nafta o gasolina natural para reducir la densidad y la viscosidad de su producción de crudo pesado.

Con el fin de abastecer el déficit de la producción de nafta en refinerías locales Ecopetrol, el principal productor de petróleo pesado, importa diluyente a través del Puerto de Pozos Colorados en Santa Marta y algunos otros volúmenes adicionales a través de los puertos de Mamonal y Barraquilla. Pozos Colorados, ubicado en la costa caribeña de Colombia, recibe típicamente barcos con 32.500 toneladas de gasolina natural o nafta liviana y usa el oleoducto Pozos Colorados – Galán para transportar el diluyente desde el puerto a los campos de producción (Apiay/Castilla, Chichimene y Rubiales principalmente). En el caso de los campos de Castilla y Chichimene, es posible entregar el diluyente por ducto hasta la estación Apiay no obstante, para el transporte a los campos Rubiales y Quifa, este producto debe ser transferido a camiones cisterna.

Además de importaciones procedentes de Pozos Colorados, Ecopetrol transporta cerca de 10.000 bld de diluyente por carro-tanque a diferentes campos en el Valle del Magdalena, entre los cuales se encuentra Velázquez. El diluyente se recibe en cualquiera de los puertos de Cartagena o Barranquilla y se transporta directamente a los campos en camiones. Otros productores de petróleo pesado importan cerca de 8.000 bld de diluyente y utilizan camiones cisterna para su transporte a los campos de producción

Se estima que para el mejoramiento del crudo de regalías se requieren cerca de 15.600 bl/d de diluyente. La mayor parte del volumen de dilución que se necesita se encuentra en la Cuenca de los Llanos (campos Rubiales y Quifa) los cuales requieren cerca de 9.000 bl/d (para transportar API promedio de 20.5°). Castilla / Chichimene y CPO-9 requieren cerca de 5200 bl/d (para lograr un API promedio de 21.5°). El volumen restante de diluyentes para petróleo crudo de regalías se distribuye entre las regiones de Casanare y el Valle Medio y Bajo del Magdalena (estación de Velázquez). En estas regiones se busca mejorar la mezcla de crudo pesado a más de 19°.

El mapa a continuación, presenta el sistema de transporte por ductos para el petróleo pesado en Colombia

Figura 12: Transporte de Petróleo Crudo y Nafta



Source: Ecopetrol

## b) Refinerías

Colombia cuenta con una capacidad total de refinación de aprox. 330.000 bld y dos refinerías principales; Barrancabermeja y Cartagena, ambas propiedad de Ecopetrol.

La refinería de Barrancabermeja procesa cerca del 30% del Crudo de Regalías, de los cuales el 11% (4 kbd) es crudo pesado, el 50% (20 kbd) es de calidad media y el 39% (16 kbd) es crudo ligero. El restante 70% del crudo de las regalías se exporta.

Figura 13: Mapa de las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena



Fuente: Ecopetrol

### ***Refinería de Barrancabermeja.***

La refinería de Barrancabermeja tiene una extensión total de 254 hectáreas, donde se distribuyen más de medio centenar de plantas e instalaciones de procesamiento. Es la planta más grande en el país con una capacidad de carga de cerca de 250 miles de barriles por día (kbl/d).

El petróleo crudo refinado en Barrancabermeja es una mezcla de crudos de calidad media y liviana producidos principalmente en las cuencas de Los Llanos, y Alto y Medio Magdalena.

### ***Refinería de Cartagena.***

La refinería de Cartagena fue construida para procesar crudo con bajo contenido de azufre y con gravedades API que van de 24 a 30. La porción de crudo con API inferior a 22° representa menos del 12% de la dieta de la refinería. La refinería de Cartagena es la segunda más importante del país después de Barrancabermeja, está situada en el Mar Caribe y cuenta con infraestructura marítima e instalaciones para la importación y exportación de productos.

En períodos de alta demanda, los productos refinados en esta refinería suplen los requerimientos de energía y petroquímica del norte y occidente del país. La refinería tiene una capacidad de carga

nominal de crudo de 80 mil barriles por día y en ella se produce principalmente GLP, gasolina, ACPM, queroseno / JP-A y fuel oil.

### **Proyectos de Modernización:**

En la actualidad Ecopetrol se encuentra desarrollando procesos de modernización y expansión en las dos refinerías con el ánimo de:

- Incrementar la capacidad de procesamiento de crudo pesado
- Mejorar la calidad de los productos para acceder a nuevos mercados con mejores estándares de calidad.

El proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja tiene como objetivo el mejoramiento de la calidad de los productos refinados, y el incremento de la capacidad de procesamiento de crudos pesados. Actualmente, la refinería sufre el 80% del suministro del combustible del país. Se prevé que la modernización permitirá a la refinería satisfacer el 100% de las necesidades del mercado interno. De acuerdo con informes recientes, el proyecto en curso busca aumentar la producción a 300.000b/d. Se estima además que la capacidad de procesamiento de crudos pesados pase del 38% al 70%, y que la refinería aumente su factor de conversión del 75% al 95%. De igual manera, se espera que el proyecto se haga efectivo en el 2020 con una inversión de US \$ 3,4 mil millones.

El proyecto de modernización de la Refinería de Cartagena está programado para completarse en el año 2015. El presupuesto total de la modernización se estima en US \$ 6,4 billones. Se espera que una vez terminada la refinería, su producción permita revertir la dependencia en la importación de productos refinados de alta calidad y a su vez, que el proyecto añada valor y diversidad al sector de hidrocarburos.

La nueva refinería de Cartagena aumentará significativamente la capacidad de refinación del país a algo más de 85,000-90,000 barriles por día en combustibles refinados. La planta existente sólo es capaz de procesar mezclas de crudo medio y liviano, pero una vez completada la expansión, la refinería podrá procesar crudo pesado con un factor de conversión mayor a 97%. La expansión permitirá a la refinería una capacidad de procesamiento total de 165.000 b/d incrementando los crudos pesados en la dieta del 0% a 61%.

**Figure 14: Resumen de los proyectos de modernización de Cartagena y Barrancabermeja**

	Cartagena		Barrancabermeja	
	Pre-Modernización	Futuro	Pre-Modernización	Futuro
Capacidad	80 kbd	165 kbd	250 kbd	300 kbd
Indice Nelson	5.4	10.4	6.9	10.3
Alimentación de Crudos	0%	61%	38%	70%

Pesados				
Factor de Conversión	76%	>97%	75%	>95%
Completamiento del Proyecto	92.30%		18.40%	
COD	2014		2020	

Source: Ecopetrol

### c) **Infraestructura de Oleoductos**

Colombia cuenta con seis oleoductos principales, cuatro de los cuales conectan la mayoría de los campos de producción a la terminal de exportación de Coveñas en el Caribe. Estos cuatro son:

- El oleoducto Ocensa: cuenta con una longitud de 500 millas (~ 803 kilómetros) y una capacidad de transporte de 650.000 bld.
- El oleoducto de Caño Limón-Coveñas: transporta hasta 220,000 bbl/d de petróleo crudo.
- El Oleoducto Alto Magdalena: cuenta con una longitud de 240 millas (~ 390 kilómetros). Se conecta con la estación de Vasconia - Tenay y transporta un máximo de 110.000 bbl/d.
- El Oleoducto de Colombia: Tiene una longitud de 300 millas (~ 480 kilómetros) y capacidad de transporte de 200.000 bbl/d de Vasconia a Coveñas.

**Figura 15: Infraestructura de Oleoductos en Colombia**



Source: Ecopetrol

El oleoducto de los Llanos Orientales, quinto en importancia, entró en funcionamiento a finales del 2009. Este oleoducto une los Campos de Rubiales con el oleoducto de Ocesa. Cuenta con una capacidad de 340.000 bl/d. El sexto es el oleoducto Transandino, que tiene una capacidad de 190.000 bl/d y transporta crudo desde el campo Orito de Colombia, en la cuenca del Putumayo, hasta el puerto del Pacífico de Tumaco.

En noviembre de 2010, Ecopetrol anunció una asociación con un consorcio internacional para el desarrollo del oleoducto Bicentenario. La primera fase (110.000 bl / d) inició operaciones en octubre del 2013, transportando hidrocarburos desde de la estación de Araguaney hasta la estación de Banadía, donde se conecta con el oleoducto de Caño-Limón. Bicentenario eventualmente se conectará a la terminal de exportación en Coveñas.

Los principales oleoductos en Colombia están administrados por dos operadores: Cenit y Ocesa.

## **CENIT**

En el 2012, Ecopetrol anunció la creación de su filial de transporte Cenit. Esta empresa se dedica exclusivamente al transporte y logística de hidrocarburos. Cenit recibió de Ecopetrol toda la infraestructura de ductos e instalaciones para el transporte de petróleo y productos refinados. Debido al aumento esperado en la producción de hidrocarburos en Colombia, Cenit aspira a ampliar y fortalecer la infraestructura para el transporte de petróleo y de productos refinados. La compañía opera con un modelo de acceso abierto en virtud del cual cualquier parte interesada tiene derecho al uso de su infraestructura de transporte.

La compañía cuenta con aproximadamente 13 billones de activos, incluyendo las participaciones de Ecopetrol en Ocesa, en el Oleoducto de los Llanos, el Oleoducto Bicentenario y el Oleoducto de Colombia. Desde la creación de Cenit, todos los contratos de transporte de Ecopetrol y los proyectos de expansión de infraestructura se negocian con esta filial.

## **OCENSA**

Oleoducto Central - Ocesa- es una empresa creada en 1994 para proporcionar capacidad de transporte a los campos de Cusiana y Cupiagua. Su sistema de transporte se compone de siete estaciones y 830 kilómetros de gasoducto entre los campos de producción en los Llanos y el Terminal Marítimo de Coveñas. Ocesa tiene una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 5 millones de barriles dispuestos estratégicamente a lo largo de los ductos y una unidad de operación central ubicada en Bogotá a partir de la cual se coordinan todas las operaciones de transporte.

## **Acceso a las Tuberías**

El marco regulatorio para el transporte de crudo en Colombia está definido en el "Código de Petróleos" aprobado en 1953. El reglamento establece los requisitos, procedimientos y obligaciones para el transporte de petróleo a través de oleoductos. En Colombia, existe acceso abierto a la infraestructura de ductos, lo que significa que las empresas de transporte deben facilitar el acceso a la capacidad disponible en los oleoductos a cualquier parte interesada.

El gobierno tiene derecho de preferencia de acceso a los oleoductos para el transporte de crudo de Regalías en tuberías privadas y públicas. Este derecho de preferencia da a la ANH el privilegio de usar hasta el 20% de la capacidad nominal pública y privada de las tuberías, instalaciones de descarga, puertos y terminales, pagando la máxima tarifa regulada definida por la autoridad competente. El crudo de la ANH (procedente de derechos económicos) tiene derecho de preferencia sólo en tuberías de acceso público, terminales y puertos, pero no en los ductos de uso privado.

Esencialmente, la ley estipula lo siguiente:

- Acceso no discriminatorio al servicio de transporte público, a los puntos de conexión o a la expansión de los oleoductos.
- Compromiso de cumplir con los acuerdos de transporte entre las partes involucradas, especificando los términos del servicio y los mecanismos para resolver cualquier conflicto potencial.
- Obligación de implementar y publicar el "Manual de Transportador" (Carrier Manual) en el BTO <sup>(1)</sup>. Además, la ley estipula como obligatorio poner a conocimiento del Ministerio de Minas y Energía los informes de funcionamiento de los oleoductos.

Al exigir la publicación del manual de transporte en el BTO, el gobierno garantiza una mayor transparencia en los mecanismos utilizados para la determinación de las tarifas de transporte y otras características principales de los contratos.

Los propietarios de los ductos, los intermediarios y los agentes deben solicitar periódicamente el servicio de transporte necesario para su operación y especificar el volumen de crudo a transportar, las instalaciones de descarga y el puerto de destino; esto se conoce como "proceso de nominación". Las tarifas de las tuberías están reguladas por el Ministerio de Minas y Energía. Las tarifas actuales están descritas en la siguiente figura:

<sup>1</sup> El BTO definido en la Resolución N ° 12 de 4386 de 2010 es: "la página Web de acceso público en el que cada proveedor de transporte debe revelar al público y a los agentes o las partes implicadas, la siguiente información se indica en el artículo 8º de la mencionada resolución:

A. Acceso General a la Información Pública: Descripción general del sistema de transporte, las tarifas actuales que prevalecen en cada tramo de la tubería, los mecanismos para el cálculo de las condiciones monetarias y la capacidad nominal y diseñada del sistema que se espera para los próximos seis (6) meses y durante los siguientes cinco (5) años, entre otros.

B. Información exclusiva para los agentes y las partes implicadas: "Carrier Manual", análisis de las modificaciones posibles, la información general del programa de mantenimiento y la expansión prevista de la infraestructura.

Figure 16: Tarifas de Oleoductos

Sistema	Resolución Aprobatoria	Tarifa Julio 1 2013 a Junio 30 de 2014	Tarifa Julio 1 2014 a Junio 30 de 2015	Factor $\Phi$ 2014-2015
<b>ORIENTE</b>				
CAÑO LIMÓN – BANADÍA OCC	124563/2011	1,5364	1,5130	0,9847
BANADÍA – AYACUCHO OCC	124559/2011	1,1571	1,1382	0,9836
<b>NORTE</b>				
AYACUCHO – COVEÑAS OCC	124557/2011	0,6933	0,6854	0,9886
AYACUCHO – COVEÑAS L16"	124558/2011	2,1583	2,1370	0,9901
COVEÑAS – CARTAGENA	124568/2011	0,8793	0,8683	0,9875
<b>MAGDALENA MEDIO</b>				
GALAN- AYACUCHO 14" y 18"	124554/2011	2,1774	2,1623	0,9931
VASCONIA – GRB 20"	124574/2011	0,9429	0,9403	0,9972
AYACUCHO – GALAN 8"	124562/2011	1,6629	1,6278	0,9789
<b>LLANOS</b>				
ARAGUANAY – MONTERREY-ARAGUANAY	124556/2011	0,9937	0,9775	0,9837
MONTERREY – PORVENIR	124561/2011	0,3454	0,3389	0,9810
SANTIAGO – PORVENIR	124489/2012	0,8050	0,7925	0,9846
APIAY – MONTERREY	124555/2011	1,0333	1,0315	0,9982
<b>ALTO MAGDALENA (Huila – Tolima)</b>				
YAGUARA – TENAY	124488/2012	1,7733	1,7697	0,9980
<b>SUR</b>				
ORITO – TUMACO (OTA)	124551/2011	3,3561	3,3244	0,9906
SAN MIGUEL – ORITO (OSO)	124572/2011	2,4147	2,4191	1,0018
MANSOYA – ORITO (OMO)	124560/2011	0,5608	0,5539	0,9876
CHURUYACO – ORITO (OCHO)	124567/2011	0,7010	0,6883	0,9818

Source: Ecopetrol

**Descripción detallada de los principales oleoductos**

- El oleoducto Caño Limón-Coveñas es el más largo del país. Cuenta con 770 kilómetros desde Arauca al puerto de Coveñas en la costa caribeña de Colombia. Este oleoducto es propiedad de Ecopetrol y actualmente es operado por Cenit.

Figura 10: Oleoducto Caño Limón-Coveñas



Fuente: Ecopetrol

## Diseño y Capacidad Nominal

Capacidad	Barriles por Día
Diseño	220,000
Uso	110,000
Nominal	220,000
Efectivo	225,000

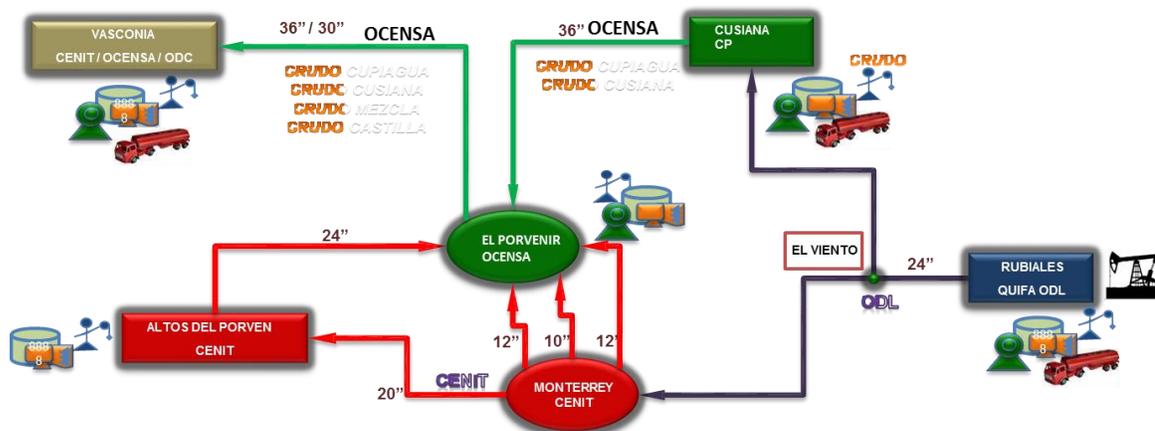
Actualmente esta tubería tiene una capacidad disponible de 120 kbopd.

## Requisitos de Calidad

Parámetro	Estándar	Límite
API hasta 60°F	D 1298	> 18° & 50 Sct
Sedimento y Agua	ASTM D-473 / API Cap. 10 Sec. 1	<0.50% Vol.
Viscosidad	ASTM D-445	<300 cSt
Presión de Vapor	ASTM D-323	<11 Lb/cent
Sal	ASTM D-3230	<20 P.T.B

- Oleoducto de los Llanos:** El principal centro de recolección de crudo es Monterrey, a donde llega la producción de Rubiales, Quifa y otros campos de crudo pesado. La mayor parte de las actividades de dilución se llevan a cabo en la estación de Monterrey a fin de facilitar el transporte de petróleo crudo a Vasconia y posteriormente a Coveñas. El punto de partida del Oleoducto de los Llanos - ODL - es la Estación de Bombeo Rubiales, situada en el campo Rubiales y su longitud es de 235 kms.

**Figure 17: Infraestructura del Sistema de Tuberías del Campo Rubiales para Exportación**



Source: Ecopetrol

## Diseño y Capacidad Nominal

Capacidad	Barriles Por Día
<b>Diseño</b>	160,000
<b>Nominal</b>	290,000
<b>Efectivo</b>	340,000

## Requisitos de Calidad

Parámetro	Estándar	Límite
<b>API hasta 60°F</b>	D 1298	> 18° & 50 Sct
<b>Sedimento y Agua</b>	ASTM D-473 / API Cap. 10 Sec. 1	<0.50% Vol.
<b>Viscosidad</b>	ASTM D-445	<300 cSt
<b>Presión de Vapor</b>	ASTM D-323	<11 Lb/cent
<b>Sal</b>	ASTM D-3230	<20 P.T.B

- Oleoducto de Alto Magdalena (OAM): El oleoducto tiene 20 "de diámetro y unos 400 kilómetros de largo. Transporta petróleo crudo producido desde el Valle Superior del Magdalena reuniendo aproximadamente 110 kbpd. Ecopetrol tiene una participación del 49%.

El OAM fue construido por Hocol con el objetivo de evacuar la producción de Neiva a Vasconia. La

capacidad de diseño es de 140.000 bld, pero en la actualidad se opera a 100.000 bld; su capacidad de almacenamiento es de cerca de 200.000 bls en la estación de Tenay.

**Figure 18: Infraestructura del Valle del Magdalena**



Source: Ecopetrol

- El Oleoducto Central SA (Ocesa) cuenta con 790 km de longitud. Transporta principalmente el crudo desde los Llanos (Cusiana y Cupiagua) hasta el puerto marítimo de Coveñas. Su sistema de transporte cuenta con siete estaciones: Cusiana, Cupiagua, Porvenir, Miraflores, Belleza, Caucasia y Coveñas. Tiene una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 5 millones de barriles.

Figura 19: Oleoducto Ocesa



Fuente: Ecopetrol

### Diseño y Capacidad Nominal

Capacidad (Barriles Por Día)	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3
Diseño	565.000	565.000	400.000
Nominal	595.000	595.000	415.000

### Requisitos de Calidad

Parámetro	Estándar	Límite
Sedimento o Agua	Sedimento ASTM D-473 Agua- Karl Fischer ASTM D-4377	$\leq 0.8$ % por volumen
Densidad @ 15°C	ASTM D-287 or ASTM D-1298	$\leq 946$ kg/m <sup>3</sup>
Gravedad API @ 60 °F	ASTM D-445 / ASTM D-446	$\Rightarrow 18$ °API
Viscosidad @ inferior a: Temperatura de Recibo	ASTM D-323	$\leq 300$ cSt @ 30 °C o 86 °F
Temperatura de Referencia		
Presión de Vapor		$\leq 103$ kPa RVP
Temperatura de Recibo		$\leq 38$ °C

- El Oleoducto Colombia tiene 481 km y conecta la estación de Vasconia con el Puerto de Coveñas. Ecopetrol posee el 42.5% del oleoducto.

Figura 20: Oleoducto de Colombia



Fuente: Ecopetrol

## Diseño y Capacidad Nominal

Capacidad	Barriles por Día
Diseño	210,000
Nominal	236,000
Efectivo	228,000

## Requisitos de Calidad

Parámetro	Etándard	Límite
Sedimento y Agua	ASTM D-4377/API Cap. 10 Sec. 7	<0.50% Vol.
	ASTM D-473 / API Cap. 10 Sec. 1	
Densidad a 15 C	ASTM D-1298/API Cap. 9 Sec. 1	<946 Kg/m <sup>3</sup>
Viscosidad	ASTM D-445	<250 cSt
Presión de Vapor	ASTM D-323	<103 Kpa
Sal	ASTM D-3230	<20 P.T.B

## Descargaderos

Las instalaciones de descarga son los puntos de entrada a los oleoductos. Algunas de las instalaciones de descarga son de propiedad privada, por lo que requieren el pago de una tarifa por el acceso de los carro-tanques.

**Figure 21: Instalaciones de Descarga en Colombia**

Instalaciones de Descarga	Capacidad (Barriles por Día)
Rubiales	60,000
Apiay	22,000
Banadia	42,000
Araguaney	40,000
Monterrey	70,000
Cusiana	45,000
Santiago	10,000
Vasconia	60,000
Ayacucho	30,000
San Francisco	12,000
Dina/Neiva	36,000
Toldado	12,000
Babilla	20,000
Guaduas	40,000
Lerida	20,000
Santana	10,000
Orito	12,000

Source: CENIT

## Proyectos Recientes en Oleoductos

El oleoducto Bicentenario es el proyecto más reciente desarrollado en Joint venture por Ecopetrol, Pacific Rubiales, Petrominerales, Hocol, Meta Petroleum, Vetra, C & C Energía y Rancho Hermoso SA. El plan tiene como objetivo desarrollar la infraestructura necesaria para transportar crudo incremental proveniente de la región de los Llanos Orientales.

El plan de expansión incluye la construcción de un oleoducto de aproximadamente 976 kilómetros de largo y con un diámetro de 42", 30" y 36" desde la estación de Araguañey (Casanare) hasta la Terminal Marítima de Coveñas. El oleoducto Bicentenario tendrá una capacidad para transportar 450.000 bl/d.

La primera fase se encuentra en funcionamiento conectando Araguaney con Banadia y haciendo uso del oleoducto Caño-Limón hasta Coveñas. No obstante, el nuevo segmento de la tubería tiene algunas limitaciones para el transporte de crudo pesado debido a que el oleoducto Caño-Limón está diseñado para aceite de calidad media y ligera. En el 2016 se espera el inicio de la segunda y la tercera fase.

**Figure 22. Bicentenario Oil Pipeline Map**



Source: UPME

#### d) *Terminales Marítimas de Petróleo*

Colombia tiene dos puertos principales para las exportaciones de petróleo: el Terminal Marítimo de Coveñas y el Terminal Marítimo de Tumaco. Cabe aclarar que aproximadamente el 95% de las exportaciones de petróleo se envían a través del puerto de Coveñas.

**Figura 23 Terminal Marítima de Coveñas y Terminal Marítima de Tumaco**

	<b>Coveñas</b>	<b>Tumaco</b>
Capacidad de Almacenamiento (bbls)	7.200.000	1.000.000
Tasa de Carga (bbls/h)	TLU1: 40.000 TLU2: 60.000 TLU3: 17.000	20.000
Ventana de Llegada	2 días	3 días
Tiempo de Carga	TLU1: 0.5 días TLU2: 1.0 días TLU3: 1.3 días (por Panamax)	1 día (por Panamax)
Tamaño Máximo de Buques	TLU1: Suezmax TLU2: VLCC TLU3: VLCC	Panamax
Capacidad de Exportación Existente (MMbbls)	25.0	5.0
Capacidad de Exportación Contratada (MMbbls)	22.5	1.0

Source: CENIT

### **Terminal de Coveñas**

Coveñas se encuentra en el Golfo de Morrosquillo, en la costa atlántica de Colombia. El terminal incluye tres áreas operativas: Cenit, Oleoducto de Colombia (ODC) - Ocensa y el terminal Offshore. Como se aprecia en la figura a continuación, el puerto está equipado con tres terminales: TLU1 y TLU3, operadas por Ecopetrol y TLU2 operada por Ocensa.

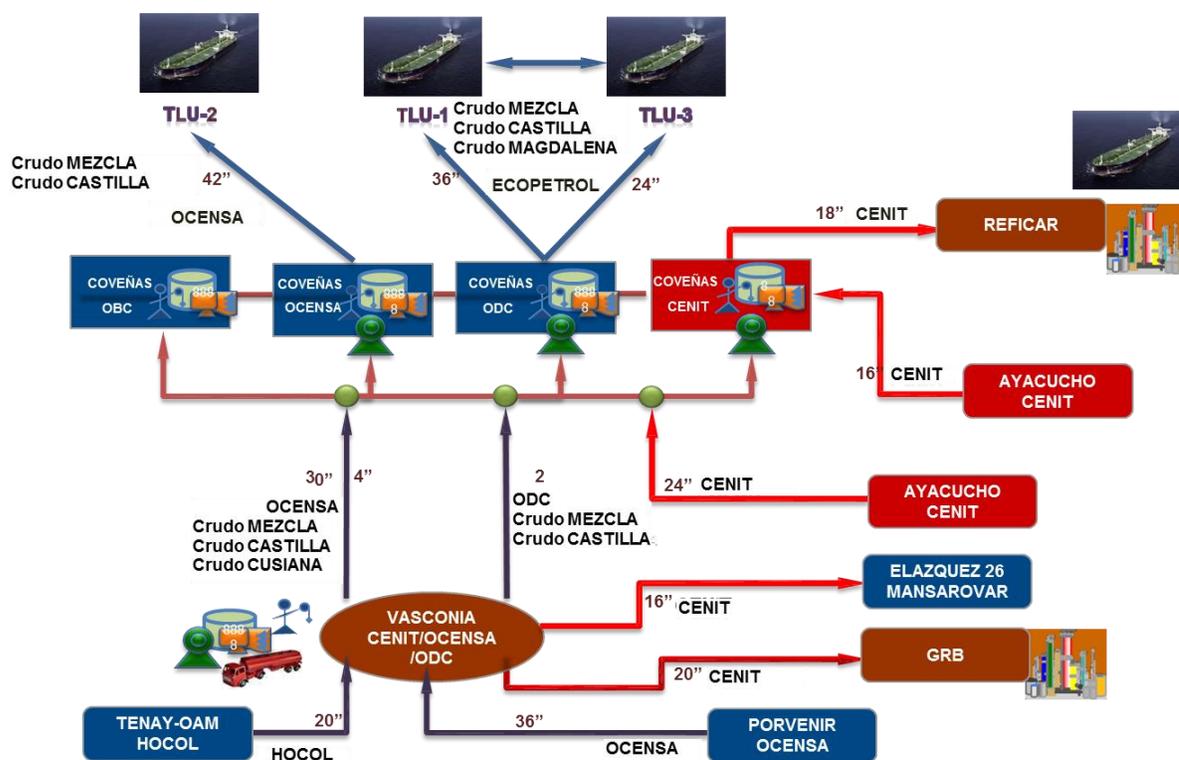
La terminal Cenit-OBC tiene una capacidad de almacenamiento de 2.400.000 barriles y la terminal ODC-Ocensa-ACN una capacidad de 4.800.000.

El TLU1 cuenta con una capacidad de carga de 40.000 barriles por hora y puede soportar hasta quince barcos al mes. El tamaño de los barcos puede variar desde Panamax a Suezmax. TLU1 está en capacidad de recibir buques con capacidad máxima de 150.000 DTW.

El TLU3 tiene una capacidad de carga de 17.000 barriles por hora y puede soportar hasta quince barcos al mes. El tamaño de los buques va desde Panamax a VLCC parcialmente cargado con 1,2 millones de barriles. La boya única tiene una capacidad máxima de 350.000 DTW.

El oleoducto Bicentenario prevé la instalación de una cuarta boya individual. Adicionalmente, Ecopetrol contempla la instalación de una unidad de almacenamiento flotante en alta mar con una capacidad de 2.000.000 barriles.

**Figure 24: Terminal de Exportación de Coveñas– Conexión de Tubería desde Vasconia**



Source: CENIT

## Terminal de Tumaco

La terminal de Tumaco está localizada en la costa del Pacífico en el sur de Colombia. Este puerto recibe la producción del ducto Transandino que transporta petróleo crudo desde el campo Orito en el Putumayo. Tiene una capacidad de almacenamiento de 1.000.000 barriles y puede manejar buques de hasta 330.000 barriles (MR o Panamax). La capacidad de carga es de 20.000 barriles por hora. El terminal puede manejar un promedio de cuatro barcos al mes.

Para anclar los barcos, el terminal cuenta con un sistema multi-boya. Según los planes para este terminal, se espera que en un futuro próximo se puedan cargar buques Suezmax en un sistema multi-boya. Adicionalmente, se prevé la construcción de una nueva boya para soportar buques VLCC. No obstante, esto sólo será posible si se construye un nuevo oleoducto en la región del Pacífico.

## Transporte de Crudo de Regalías

Según Ecopetrol, entre enero y junio del 2014, alrededor del 7% de crudo de regalías fue transportado por medio de carro tanques (~ 8.900 bpd) a puertos de exportación o instalaciones de descarga. La mayor parte del crudo transportado por camión es liviano, mientras que el crudo pesado se transporta en su mayoría en los oleoductos.

Dado que el crudo de Regalías tiene derecho de preferencia de acceso a la infraestructura, la mayor parte del crudo puede ser transportado a través del sistema de oleoductos, incluyendo también el volumen adicional generado en el proceso de dilución. La siguiente tabla muestra las rutas de evacuación óptimas para los crudos de las diferentes regiones.

**Figure 25: Rutas Óptimas de Evacuación Haciendo Uso del Derecho de Acceso Preferencial de la ANH**

	ANH ROYALTIES**		%	API	DILUENT
	AVG 1H'14 (BPD)	OPTIMAL ROUTES	DILUTION	REQUIRED	REQUIREMENT
					(BPD)
<b>LLANOS ORIENTALES</b>					
RUBIALES+QUIFA	43,239	100% ODL	20.6%	20.6	8,918
CASTILLA+CHICHIMENE+AKACIAS	17,610	100% APIAY (OCENSA)	29.8%	21.8	5,240
ARAUCA*	10,058	100% OCLC	0.0%	n/a	-
CASANARE	25,961	36% CUSIANA, 56% MONTERREY, 8% VASCONIA	0.6%	n/a	150
OTROS META	7,254	50% APIAY, 50% ODL	2.6%	n/a	188
	104,121				14,496
<b>VALLE MAGDALENA MEDIO E INFERIOR</b>					
PTO NARE + PTO BOYACÁ	4,327	100% VASCONIA (ODC/OCENSA)	20.7%	19.3	894
TODOS LOS DEMÁS	13,030	100% AYACUCHO	1.0%	19.3	129
	17,357				1,024
<b>VALLE MAGDALENA SUPERIOR</b>					
HUILA + CUDINAMARCA	6,996	100% DINA/NEIVA/BABILLA	0.6%	19.3	45
TOLIMA	2,475	100% LÉRIDA/TOLDADO (EXCEPT. GUANDO)	0.2%	n/a	4
	9,471				49
<b>PUTUMAYO</b>					
	5,770	100% ORITO-TUMACO	-	n/a	-
<b>CATATUMBO + CORDILLERA ORIENTAL</b>					
	649	100% OCLC	-	n/a	-
<b>TOTAL</b>	<b>137,368</b>		<b>11.3%</b>		<b>15,569</b>

\* EXCLUDES OUTAGES FROM FEB TO MAY FOR STATISTICS

\*\* INCLUDES MONETIZED VOLUME

Source: Enex

## 7 **Ámbito de Aplicación y Condiciones del Servicio**

El esquema general propuesto para la recolección y el comercio del crudo de Regalías y crudo de la ANH se basa en un Contrato de Mandato que será suscrito entre la ANH y el Mandatario. Bajo este modelo, el Mandatario deberá recaudar y recoger los Crudos de Regalías y los Crudos de la ANH provenientes de cada campo productor y transportarlo a las refinerías nacionales o a puertos de exportación en donde la propiedad del crudo sea transferida de la ANH al Mandatario a través de un Contrato de compra-venta entre la ANH y el Mandatario/Comprador<sup>2</sup>.

Habrà un contrato de mandato entre la ANH y el Mandatario para el recaudo, recolección, transporte y almacenamiento de los Crudos de Regalías y de los Crudos de la ANH hasta cualquier refinería o puerto de exportación en Colombia; y un Contrato de compra-venta entre la ANH y el Mandatario/Comprador para transferir la propiedad de dichos crudos antes de que éstos sean exportados o vendidos para su refinación. Una vez que la propiedad de los crudos sea transferida de la ANH al Mandatario/Comprador, éste será libre para comercializar los crudos conforme su mejor criterio comercial. La ANH garantiza al Mandatario el uso de su derecho de preferencia para el transporte del Crudo de Regalías y de los Crudos de la ANH por cualquiera de los oleoductos y terminales de exportación en Colombia, en los términos de la legislación vigente.

El Mandatario deberá pagar a la ANH la totalidad de las ventas nacionales e internacionales del Crudo de Regalías y del Crudo de la ANH, menos los gastos de comercialización, costos de transporte y logística. Estos costos serán deducidos del precio final mediante un esquema de pass through. En otras palabras, el Mandatario deberá recoger, de todos los campos incluidos en el acuerdo, el volumen de Crudos de Regalías y de los Crudos de la ANH reportados por los operadores a la ANH y deberá pagar a la ANH el valor de mercado de todos los volúmenes menos todas las deducciones de costos incurridos en el mismo mes. El Mandatario estará obligado a pagar a la ANH por todos los crudos reportados como regalías o crudos de la ANH en el Punto de Fiscalización y/o punto de entrega, en un mes determinado, incluso si la totalidad de los volúmenes de crudo no han sido recogidos y/o comercializados por el Mandatario en el último día del mismo mes.

Si el volumen de crudo efectivamente recibido por el Mandatario es más bajo que el crudo reportado como regalías o como crudo de la ANH por los operadores de campo, y la diferencia no se debe a una actividad atribuible al Mandatario, el Mandatario pagará los volúmenes efectivamente recibidos y reportados en los Informes de Entrega (Actas de Entrega) debidamente firmada por él mismo y el operador del campo.

El precio promedio de los volúmenes negociados por el Mandatario en el mes "m" se utilizará como referencia para el pago de todos los volúmenes de crudo de regalías fiscalizado o crudos de la ANH en el mes "m". Para los volúmenes recogidos en el mes "m", el Mandatario reportará el precio y la información de costos en el mes "m + 1" y pagará la factura emitida por la ANH en el mes "m + 2".

<sup>2</sup> Para el crudo exportado, la propiedad será transferida FOB través de un acuerdo de compra-venta, por lo tanto, habrá una transferencia local del crudo antes de que éste sea exportado.

## 7.1 Marco Contractual

Propósito del Mandato: El contrato de mandato se entenderá como un encargo hecho por la ANH en calidad de Mandante a un Mandatario para que éste recaude, recolecte, transporte, almacene y comercialice el Crudo de Regalías y el Crudo de la ANH. Este mandato tiene origen en la decisión autónoma de la ANH para recaudar en especie el Crudo de Regalías y el Crudo de la ANH.

El Contrato de Mandato incluirá todas las actividades necesarias para el recaudo, recolección, del crudo en los campos productores, el almacenamiento de petróleo crudo fuera del campo productor, y su transporte a las refinerías nacionales o a puertos de exportación.

Una vez que el crudo llegue al puerto, se realizará un contrato de compra-venta local entre la ANH y el Mandatario/Comprador para transferir la propiedad del petróleo crudo al Mandatario antes de que se produzca cualquier transacción final con un tercero en los mercados internacionales. El contrato de compra-venta se hará en la puerta de la refinería, al final del oleoducto o línea de transferencia o en la boca de pozo, si el petróleo crudo se vende para la refinación nacional, dependiendo del punto de entrega acordado entre el Mandatario y el refinador nacional.

En el marco del Contrato de Mandato y/o del Contrato de Compraventa, la ANH no será considerada como una de las partes en los acuerdos de comercialización de crudo ejecutados por el Mandatario y por ende la ANH no será responsable de las obligaciones adquiridas por el Mandatario.

De acuerdo con los Contratos de Mandato y/o compraventa, el Mandatario tiene completa autonomía para la ejecución de las actividades de comercialización y para la suscripción de los acuerdos de comercialización de crudo requeridos.

El Mandatario deberá tener sede en Colombia (sucursal o subordinada si se trata de empresas extranjeras) y cumplir con todas normas de contabilidad colombianas para el registro de las operaciones establecidas en el marco del Contrato de Mandato y del Contrato de Compraventa. El Mandatario tendrá un período de transición de aproximadamente tres (3) meses entre la adjudicación del Contrato de Mandato y el inicio de las operaciones del Mandato para asegurar el correcto cumplimiento de todas las obligaciones legales y financieras y para permitir a la empresa la planificación y programación de la logística del transporte de crudo requeridos, así como la nominación de los volúmenes de regalías en los oleoductos colombianos bajo la capacidad otorgada por el derecho de preferencia de la ANH.

Los siguientes aspectos serán considerados en el Contrato de Mandato:

- **Volumen:** El Crudo de Regalías y el Crudo de la ANH en el punto fiscalización y/o de entrega de cada campo productor de petróleo (con excepción de los ámbitos en los que la ANH decida monetizar el crudo de las regalías o los campos conectados directamente a la refinería). El volumen recaudado por el Mandatario deberá coincidir con el volumen de regalías fiscalizado y el volumen reportado como

pagos de derechos económicos a la ANH. Si el volumen de crudo efectivamente recibido por el Mandatario es más bajo que el crudo de regalías fiscalizado o el crudo recaudado de la ANH, y la diferencia no se debe a una actividad atribuible al Mandatario, el Mandatario pagará los volúmenes efectivamente recibidos y reportados en los Informes de Entrega (Actas de Entrega) debidamente firmada por él mismo y el operador del campo.

- **Compensación:** El Mandatario será compensado por la ANH por la prestación de los servicios establecidos en el Contrato de Mandato mediante una Tarifa de comercialización en US \$ por barril. La tarifa de comercialización se aplicará a todo el volumen de petróleo crudo de regalías fiscalizado y crudo recaudado de la ANH en el Punto de Fiscalización y/o punto de entrega. La tarifa de comercialización será reconocida como uno de los costos a deducir permitidos por la ANH en las facturas mensuales presentadas al Mandatario. Si el volumen de crudo efectivamente recibido por el Mandatario es más bajo que el crudo de regalías fiscalizado o crudo de la ANH recaudado, y la diferencia no se debe a una actividad atribuible al Mandatario, el Mandatario pagará los volúmenes efectivamente recibidos y reportados en los Informes de Entrega (Actas de Entrega) debidamente firmada por él mismo y el operador del campo.
- **Medición de Cantidad y Calidad:** El Crudo de Regalías se medirá en el Punto de Fiscalización y el Crudo de la ANH en el Punto de Entrega determinado en cada campo productor. Una vez que el operador de campo entregue el crudo al Mandatario, ambas partes firmarán un acta de entrega para certificar la recolección del Crudo de Regalías y los volúmenes de Crudo de la ANH por el Mandatario.
- **Obligaciones del Mandatario:** El Mandatario recibirá el crudo bajo custodia en el Punto de Fiscalización y/o Punto de Entrega situado en los campos productores. El Mandatario transportará, almacenará y comercializará el Crudo de Regalías y el Crudo de la ANH en los mercados nacional o internacionales.
- **Pérdidas:** Si no hay ingresos por la venta Crudo de Regalías debido a pérdidas de crudo causadas por fuerza mayor o cualquier otra causa originada entre el Punto de Fiscalización y/o Punto de Entrega situado el campo de producción y el puerto de exportación (según lo acordado en los contratos de compraventa), el Mandatario estará obligado a pagar a la ANH el valor del petróleo crudo reportado como regalías o como crudo de la ANH en el Punto de Fiscalización y/o Punto de Entrega según lo estipulado en el Contrato de Mandato. Por tanto, el riesgo de pérdida por cualquier causa del crudo una vez el mismo sea entregado al Mandatario, incluyendo por hechos de fuerza mayor o caso fortuito, será un riesgo del Mandatario.

Si los volúmenes de crudo recibidos y reportados por el Mandatario en el Acta de Entrega firmada son inferiores a los volúmenes de petróleo crudo reportados oficialmente como regalías o como crudos de la ANH en el Punto de Fiscalización (Crudo Fiscalizado), y la diferencia no resulta de ninguna actividad atribuible al Mandatario, la factura deberá utilizar los volúmenes indicados en las Actas de entrega debidamente firmadas por el operador del campo y el Mandatario.

- **Fuerza Mayor:** El Mandatario estará obligado a pagar la ANH las facturas emitidas aun cuando no haya comercializado la totalidad de los volúmenes de crudo recogidos. El Mandatario no podrá quedar exento de esta obligación por ninguna causa, incluyendo por la ocurrencia de un evento de fuerza mayor.
- **Diferencias en las facturas de pago emitidas por la ANH:** El Mandatario estará obligado a pagar el valor total de la factura en los plazos establecidos, incluyendo en los eventos en que existan disputas con las facturas emitidas por la ANH. Una vez el conflicto se resuelva, la ANH le reembolsará o acreditará los fondos al Mandatario tal como sea el caso.
- **Información:** El Mandatario tendrá derecho a recibir copias de las formas de producción en las que los operadores de los campos productores informen la cantidad y calidad del petróleo crudo del crudo producido mensualmente.
- **Custodia del Crudo:** El crudo estará en custodia del Mandatario desde su entrega en el Punto de Fiscalización hasta su comercialización en refinerías o puertos de exportación. La ANH nunca estará en custodia del crudo. El Mandatario tendrá la custodia del crudo y de todas las obligaciones asociadas, hasta su exportación o hasta la venta al refinador en Colombia.
- **Transporte:** El Mandatario tendrá autonomía para decidir la ruta de transporte para el crudo. El Mandatario buscará la minimización de los costos de transporte y logística para optimizar precio Net back del crudo comercializado. La ANH vigilará la optimización de la logística para el Crudo de Regalías y del Crudo de la ANH.  

La ANH podrá dictar al Mandatario cambios en los esquemas de transporte para garantizar la adecuada maximización de precios netback. El Mandatario responderá a la ANH por cualquier situación que pueda generar pérdidas de crudo o por los daños que se originen después del Punto de Fiscalización y/o entrega.
- **Derecho de Preferencia:** La ANH notificará a las empresas transportadoras por oleductos y a los administradores portuarios que el Mandatario usará hasta un 20% de la capacidad de las tuberías y de la capacidad portuaria en ejercicio del derecho de preferencia de la ANH establecido en el código del Petróleo de Colombia<sup>3</sup>.  

Este derecho se utilizará exclusivamente para el Crudo de regalías y para Crudo de la ANH los cuales incluyen el petróleo crudo diluido proveniente de campos que producen petróleo con especificaciones de calidad por debajo del mínimo solicitado por las empresas de transporte. Para el uso de este derecho, el Mandatario deberá presentar a la ANH un informe trimestral que acredite los volúmenes transportados en virtud del derecho de preferencia
- **Ajustes Trimestrales:** El Mandatario podrá solicitar ajustes trimestrales a las cantidades de crudo con base en la información oficial reportada por los productores de petróleo (operadores de campo) a la ANH.

<sup>3</sup> El Código del Petróleo otorga el derecho de preferencia para el uso de hasta un 20% de la capacidad de las tuberías para los volúmenes de crudo de propiedad del Estado (crudo de regalías) y la ANH.

El Mandatario podrá solicitar ajustes en los precios de los volúmenes recogidos en el mes "m", pero comercializados en el mes "m + 1" para reflejar el precio de venta efectivo del crudo siguiendo la metodología de precios definida.

- **Riesgos:** El Mandatario asumirá todos los riesgos derivados de las actividades de manejo del crudo, transporte y almacenamiento, independientemente del modo de transporte seleccionado. Por tanto, el riesgo de pérdida por cualquier causa del crudo una vez el mismo sea entregado al Mandatario, incluyendo por hechos de fuerza mayor o caso fortuito, será un riesgo del Mandatario.
- **Riesgos Ambientales:** El Mandatario asumirá toda la responsabilidad frente a riesgos ambientales que se originen después de la entrega del crudo para su custodia en el Punto de Fiscalización y/o Punto de Entrega en cada campo productor. El Mandatario no podrá utilizar la responsabilidad de un tercero como excusa por su responsabilidad ambiental.
- **Otras Responsabilidades:** El Mandatario será responsable por cualquier pérdida de crudo o por los daños causados al crudo, a las instalaciones o infraestructura de terceros, a las personas o bienes, a la ANH o a terceros debido al transporte de los volúmenes de Crudo de regalías y del Crudo de la ANH.
- **Auditoría:** La ANH realizará auditorías periódicas para verificar el cumplimiento del Mandatario con las obligaciones y condiciones comerciales y operativas establecidas en el contrato. Las auditorías se llevarán a cabo en cualquier momento durante la ejecución del contrato y hasta dos años después de la fecha de vencimiento del mismo.
- **Arbitraje:** Cualquier disputa que surja entre la ANH y el Mandatario será resuelta por un tribunal de arbitraje en Colombia de acuerdo con las Normas Nacionales de Arbitraje del Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá.

## 7.2 Términos Comerciales

El Mandatario deberá comercializar el Crudo de Regalías o el Crudo de la ANH, maximizando el precio Net Back según las condiciones del mercado vigentes. El Mandatario deberá pagar a la ANH el crudo reportado como Crudo de regalías o los Crudos de la ANH en el Punto de Fiscalización (Crudo Fiscalizado) siguiendo las condiciones comerciales que se describen en esta sección.

### a) *Formula de Precios para el Petróleo Crudo*

La fórmula de precios para todo el petróleo crudo reportado como regalías o los crudos de la ANH en el Punto de Fiscalización (Crudo Fiscalizado) en el mes "m" por el Mandatario será:

$$\text{Precio Net Back de Petroleo Crudo}_m = \text{PPP}_m - D_{mc}$$

Donde,

- Precio Neto de Petróleo Crudo<sub>m</sub>: Precio de Venta en dólares estadounidenses por barril (US \$ / bl) que el Mandatario pagará a la ANH para todos los volúmenes de petróleo crudo reportados como regalías o los crudos de la ANH en el Punto de Fiscalización (Crudo Fiscalizado) durante el mes "m".

PPPm: El valor más alto entre el Precio Efectivo de Venta reportado por el Mandatario y el precio de referencia de la ANH. Si el Precio Efectivo de Venta reportado por el Mandatario para el mes "m" es inferior al precio de referencia de la ANH menos el porcentaje de descuento contra el precio de referencia (1.5%), o si más del 25% del petróleo crudo comercializado por el Mandatario se vende a las filiales del Mandatario (o empresas relacionadas), entonces, el PPPm será el más alto entre a) el Precio Efectivo de Venta de todo el petróleo crudo comercializado por el Mandatario durante el mes "m", en dólares estadounidenses por barril (US \$ / bl), o b) el precio de referencia de la ANH como se define a continuación.

**Precio Efectivo de Venta:** Promedio Ponderado por volumen del Precio de todo el petróleo crudo vendido por el Mandatario en el mercado nacional de refinación y en los mercados internacionales durante el mes "m", en dólares estadounidenses por barril (US \$ / bl). El precio promedio excluirá cualquier transacción comercial con filiales y con cualquier otra empresa que tenga algún tipo de vínculo de propiedad con del Mandatario.

Para efecto de la comparación del precio del crudo destinado a refinación con el precio de referencia estimado por la ANH, el precio aplicable al petróleo crudo vendido a las refinerías nacionales será equivalente al precio pagado por el comprador nacional, pero reflejando los costos de transporte y de manipulación requeridos para mover el mismo volumen de crudo para su exportación a el puerto más cercano. Es decir que para el petróleo crudo vendido para refinación nacional, el Mandatario deberá reportar a la ANH los cálculos que indiquen el precio efectivo netback pagado por el Refinador en boca de pozo, más los costos de transporte y manipulación requeridos para mover dicho crudo a la terminal de exportación más cercana de acuerdo a las condiciones del mercado. El mandatario deberá reportar información relativa a los volúmenes de petróleo crudo y la calidad de todos los crudos que se venden a las refinerías nacionales.

El precio aplicable a los volúmenes exportados de petróleo crudo será el precio FOB en el puerto colombiano desde donde el crudo se exportó en el mes "m". Para los volúmenes de petróleo crudo exportado en términos diferentes a FOB puerto colombiano, el Mandatario deberá informar el precio netback FOB equivalente en el puerto de exportación colombiano deduciendo todos los costos relacionados con la carga internacional, seguros, pérdidas, etc., según corresponda, utilizando los fletes y costos que se ajusten a los valores de mercado aceptados en la industria. En ningún caso, el precio netback FOB reportado por el Mandatario podrá ser inferior al precio de referencia de la ANH para el mes "m".

**Precio de referencia de la ANH:** Promedio ponderado por volumen entre el precio de referencia PPPm para la mezcla Castilla y el precio de referencia PPPm para la mezcla Vasconia basados en los

volúmenes exportados por el Mandatario en el mes "m" para cada tipo o calidad crudo. La ANH calculará el promedio ponderado mensual del Precio FOB, para las ventas del Mandatario con base en los diferenciales reportados por Platts (y/o de Argus) para las mezclas de Castilla y Vasconia. Para el cálculo del precio de referencia para el mes "m", la ANH tomará como referencia los diferenciales disponibles para las mezclas de Castilla y Vasconia publicados en el mes "m-1".

El precio de referencia se ajustará cuando la calidad de los cargamentos exportados presente una desviación de la calidad típica de referencia utilizada por Platts y / o Argus para la estimación de los diferenciales como se define a continuación:

<ul style="list-style-type: none"> <li>La fórmula de ajuste de calidad se aplicará para los cargamentos exportados con la siguiente calidad:</li> </ul>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Petróleo Crudo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>API</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Azufre</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mezcla Castilla</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menor que 18.8 o mayor a 20.3</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor a 1.96% o menor a 1.80%</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mezcla Vasconia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menor que 24.5 o mayor a 26</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor a 0.90% o menor a 0.75%</li> </ul>

### Metodología de Ajuste de Calidad

Cualquier cargamento exportado con gravedad promedio API de 21.5 o menos se ajustará tomando como referencia el precio medio mensual de la mezcla Castilla según lo reportado por Argus (y/o Platts), mientras que los cargamentos exportados con gravedad promedio API superior a 21,5 se ajustarán tomando como referencia el precio medio mensual de la mezcla Vasconia según lo reportado por Argus (y/o Platts).

Precio de Referencia PPPm para la mezcla Castilla: precio mensual promedio de la mezcla Castilla reportado por Argus (y/o Platts) + Ajuste por la calidad de las exportaciones de crudos tipo Castilla hechos por el Mandatario (API <21,5)

Precio de Referencia PPPm para la mezcla Vasconia: precio mensual promedio de la mezcla Vasconia reportado por Argus (y/o Platts) + Ajuste por la calidad de las exportaciones de crudos tipo Vasconia (API > 21,5) hechos por el Mandatario

$$\text{Ajuste por Calidad}_x = (\text{API}_r - \text{API}_m) * C_{\text{API}} + (\text{S}_m - \text{S}_r) * C_s$$

Ajuste por calidad: el factor de ajuste por calidad (gravedad API y contenido de azufre) refleja la diferencia en el valor de mercado entre la calidad del petróleo crudo exportado por el Mandatario en el mes "m" para la mezcla "x" (x puede ser la mezcla de Castilla o Vasconia) y la calidad media de la mezcla de "X" según lo reportado por los exportadores o terminales de exportación para el mes "m".

Donde,

$API_m$ : Gravedad API del petróleo crudo "x" exportado en el mes "m" por el Mandatario. "(X será la mezcla Castilla o Vasconia dependiendo del índice de referencia).

$API_r$ : Gravedad API promedio de todos los cargamentos de las mezclas Castilla o Vasconia, dependiendo de la mezcla colombiana de referencia reportada por los exportadores o terminales de exportación durante el mes "m".

$C_{API}$ : Coeficiente de corrección en dólares estadounidenses por barril por grado API (US \$ / bl por grado API)

$S_m$ : Porcentaje de Azufre del petróleo crudo "x" exportado en el mes "m" por el Mandatario. "(X podrá ser mezcla Castilla o Vasconia dependiendo del índice de referencia).

$S_r$ : Porcentaje de Azufre promedio de todos los cargamentos de las mezclas Castilla o Vasconia en función de la mezcla de crudo colombiano comparable reportada por los exportadores o terminales de exportación para todas las cargas durante el mes "m"

$C_s$ : Coeficiente de Corrección en dólares Americanos por Barril de Unidad de Azufre (US\$/bl per Sulfur %)

Los coeficientes de corrección por azufre y gravedad API serán determinados por la ANH con anterioridad a la firma del Contrato de Mandato de acuerdo con las condiciones de mercado prevalecientes y el uso de una metodología acorde a las mejores prácticas en la industria. Se utilizará una regresión lineal para una canasta de petróleo que contenga no menos de diez crudos de referencia, entregados en USGC. Estos coeficientes serán revisados y actualizados trimestralmente de acuerdo a la fórmula definida en el Contrato de Mandato.

**Nota:** Si la calidad promedio del crudo comercializado y reportado por el Mandatario a la ANH en el mes "m" es diferente a la calidad promedio del crudo de Regalías, a la del crudo de Regalías de la ANH y a la del crudo de la ANH (incluyendo el petróleo crudo diluido) durante ese mismo mes, el Mandatario debe llevar a cabo un cálculo de ajuste de precio por calidad para el volumen total empleando los coeficientes de ajuste de calidad proporcionados por la ANH. Este ajuste debe ser validado y aprobado por la ANH mensualmente.

$D_{mc}$ : Deducciones relacionadas con el transporte y logística para el campo "c" durante el mes "m" según la siguiente fórmula:

$$D_{mc} = (1 + \text{Volumen de diluyente } \%_{mc}) * (CST_{mc} + CM_{mc} + C_{com}) + (\text{Volumen de Diluyente } \%_{mc}) * (CD_{mc} - PPP_m)$$

Donde,

Volumen Diluyente% mc: Porcentaje de diluyente necesario para mejorar la calidad del petróleo crudo en el campo "c" hasta el mínimo requerido para transportarlo a través del oleoducto.

CST<sub>mc</sub>: Costo del transporte desde el punto de entrega en el campo "c" hasta el puerto de exportación o hasta la refinería nacional en dólares por barril, más los impuestos aplicables. El costo será el costo efectivo pagado por el Mandatario y en ningún caso será superior a las tarifas definidas por el Ministerio de Minas y Energía.

La ANH definirá el porcentaje máximo de pérdidas técnicas permitidas por transporte antes de la ejecución del Contrato de Mandato. Este porcentaje no superará el 0,26%.

La ANH no reconocerá como gasto deducible, los costos por "stand by" en el transporte de petróleo crudo por carro tanque, a menos que estos costos sean el resultado de actividades no atribuibles al Mandatario. En todos los casos, el Mandatario deberá presentar la documentación necesaria para justificar la deducción a la ANH.

La ANH no reconocerá como gasto deducible los volúmenes de diluyente utilizados para inyección en el pozo, que son considerados como técnica de estimulación de la actividad de exploración y producción.

## b) *Incentivo por ventas de alto precio*

El Mandatario recibirá un pago como incentivo cuando el promedio ponderado del Precio efectivo de Venta para la refinación y el precio de exportación reportado por el Mandatario para el mes "m" sea mayor en 1.5% al precio de referencia de la ANH. La tarifa de incentivo en dólares por barril se calculará de la siguiente manera:

*Tarifa de Incentivo*

$$= \left( \frac{((\text{Precio de Exportación Efectivo} * \text{Vol Exp}) + (\text{Precio Efectivo de Venta para Refinación} * \text{Vol Ref}))}{\text{Petroleo crudo reportado como Regalía o como crudo de la ANH}} - (\text{Precio de referencia de la ANH} * 1.015) \right) * 25\%$$

La tarifa de incentivo se aplicará a todos los volúmenes de crudo reportados como regalías o como crudos de la ANH (Crudo Fiscalizado) en el mes m, y será calculada mensualmente. El Mandatario la podrá incluir como una deducción de costos para el mes "m" una vez que sea aprobada por la ANH.

## c) *Facturación y Proceso de Pagos*

El Mandatario pagará a la ANH el valor por la comercialización de todos los volúmenes de petróleo crudo reportados como Regalías o como crudo de la ANH en el Punto de Fiscalización y/o Punto de Entrega (Crudo Fiscalizado) en el mes "m". El precio de facturación para el petróleo crudo recogido en el mes "m" será el precio Net Back calculado según la metodología descrita en las secciones 1.3.1 y 1.3.2

Si los volúmenes de crudo recibidos y reportados por el Mandatario en el Acta de Entrega firmada son inferiores a los volúmenes de petróleo crudo reportados oficialmente como regalías o como crudos de la ANH en el Punto de Fiscalización y/o Punto de Entrega y la diferencia no resulta de ninguna actividad atribuible al Mandatario, la factura deberá utilizar los volúmenes indicados en las Actas de entrega debidamente firmadas por el operador del campo y el Mandatario.

El valor mensual de la facturación establecida en el Contrato Mandato será:

$$\text{Total Pago Mensual} = ((PPP\ m - \sum D\ mc) * \text{Volumen de crudo de Regalías y Crudo de la ANH})$$

El Mandatario deberá reportar mensualmente a la ANH, y dentro de los diez días hábiles siguientes al último día del mes facturado, toda información relacionada con los volúmenes de petróleo crudo recolectados y comercializados, los precios de refinación y de exportación, así como todos los costos de las deducciones aplicables campo por campo.

La ANH preparará la factura mensual en dólares estadounidenses en un período de quince (15) días hábiles después de que el volumen, el precio requerido y la información de costos hayan sido reportados por el Mandatario. La ANH podrá utilizar la información reportada y documentada por el Mandatario, pero también podría exigir ajustes cuando lo considere necesario.

Cuando los volúmenes de crudo recibidos y reportados por el Mandatario en los informes de entrega firmados sean más bajos que los volúmenes de petróleo crudo notificados oficialmente por la autoridad competente, y la diferencia no sea resultado de alguna actividad atribuible al Mandatario, la factura deberá utilizar los volúmenes reportados por el Mandatario.

En caso de inconsistencias en los volúmenes, las deducciones aplicadas o los precios de venta reportados por el Mandatario, la ANH informará al Mandatario y requerirá las revisiones y ajustes correspondientes.

Una vez la ANH presente una factura al Mandatario, éste pagará el valor total de la factura en pesos colombianos utilizando el tipo de cambio oficial (TRM) del viernes anterior a la fecha de pago. El pago se hará a través de una transferencia electrónica bancaria a la cuenta bancaria indicada por la ANH en Colombia. El Mandatario completará la transferencia de fondos dentro de los tres días hábiles siguientes a la fecha de entrega de la factura.

## d) *Ajuste de precios*

El Mandatario solicitará ajustes de precios para el volumen de crudo que se recoja en el mes "m" pero que deba comercializarlo durante el mes "m + 1" con el fin de reflejar el Precio de Venta Efectiva de todos los volúmenes comercializados. Cualquier ajuste en los precios del volumen reportado como Regalías o como crudo de la ANH en el Punto de Fiscalización (Crudo Fiscalizado) durante el mes "m" deberá ser reportado a más tardar en el mes "m + 2" y el ajuste se incluirá en la factura de la mes siguiente.

El Mandatario deberá a presentar toda la Información requerida por la ANH para demostrar el precio efectivo de venta según el volumen de crudo a ser ajustado y la Metodología definida en el presente documento (sección 1.3.1 y 1.3.2).

#### e) **Duración del Contrato**

La duración del contrato de Mandato y del contrato de Compraventa será de dos años a partir de la fecha efectiva, podrá ser renovado por periodos sucesivos de un año cada uno. La renovación estará sujeta al acuerdo mutuo entre las partes y al buen desempeño del Mandatario.

### **7.3 Condiciones Operativas**

La ANH definirá y firmará acuerdos operacionales con los operadores de cada campo productor. En los acuerdos, la ANH definirá al menos los siguientes aspectos:

- Punto de entrega del crudo reportado como regalías o como crudo de la ANH en el Punto de Control de Medición (Crudo Fiscalizado) al Mandatario.
- Estándares mínimos de calidad para la entrega del crudo al Mandatario.
- Metodología de Medición
- Período de nominación y logística para entregar el crudo al Mandatario.
- Cualquier otro sugerido por las partes

El Mandatario recogerá y recibirá el petróleo crudo en el Punto de Medición y Control (Punto de Fiscalización) y/o en el Punto de Entrega definido para cada campo.

Una vez entregado el crudo, el Mandatario y el operador de campo firmarán un Acta de Entrega en donde se indique el volumen y la calidad del crudo de acuerdo a los procedimientos definidos en los Acuerdos Operacionales. El Mandatario será responsable de la calidad y cantidad de los volúmenes reportados.

Las condiciones en las que el crudo es entregado al Mandatario estarán definidas en los convenios operativos. El Mandatario deberá ser informado de todos los cambios o ajustes a los acuerdos operacionales con el fin de planificar la logística de recolección de crudo.

Si el operador de campo o el Mandatario no cumplen con la entrega de petróleo crudo o con las condiciones acordadas para la recolección del mismo, el afectado notificará de inmediato a la ANH para que se tomen las medidas necesarias en aras de corregir la situación.

De acuerdo con el presente contrato, la ANH no garantizará ni el volumen específico ni la calidad del petróleo crudo, esos factores dependerán de la producción de cada campo. El Mandatario tendrá el compromiso de recolectar y comercializar todo el petróleo crudo entregado por los operadores de los campos productores y pagar a la ANH de acuerdo con las condiciones comerciales acordadas en el Contrato de Mandato y de compra-venta.

La ANH negociará y firmará acuerdos marco con las empresas transportadoras de petróleo por oleoducto para definir los procedimientos operacionales en el ejercicio de derecho de preferencia según el esquema de pago "Ship and Pay". El Mandatario deberá cumplir con los ajustes de volumen definidos por las empresas transportadoras.

El Mandatario desarrollará, bajo su responsabilidad, todas las actividades requeridas y coordinará la logística para la dilución de los crudos pesados. La ANH hará su mejor esfuerzo para apoyar al Mandatario en el acceso a la infraestructura existente de dilución pero el Mandatario será el responsable de llevar a cabo las acciones necesarias para cumplir con todas las obligaciones estipuladas en el Contrato de Mandato.

Según lo estipulado en este documento, el Mandatario debe:

- Recibir todo el petróleo crudo incluido en el alcance del contrato de acuerdo con el plan de entrega establecido con el operador de campo. El Mandatario no podrá posponer o retrasar la recolección de los volúmenes de petróleo crudo incluido en el acuerdo a menos que haya una declaración de fuerza mayor expedida por la ANH
- Acordar con el operador de cada campo el programa para la recolección de crudo. Si el operador de campo no cumple con el programa, el Mandatario informará a la ANH para que pueda ejecutar las sanciones aplicables
- Programar y confirmar con el operador de cada campo, a más tardar con un día de antelación, las fechas de recepción del crudo de Regalías y del crudo de la ANH de acuerdo con el plan acordado mediante un mecanismo de nominación con el operador de campo
- Transferir a la ANH la cantidad de recursos facturados de acuerdo con las condiciones comerciales del contrato y con el marco regulatorio colombiano actual.
- Reportar a tiempo toda información requerida por la ANH.
- Llevar a cabo las actividades requeridas para facilitar la entrega del petróleo crudo al Mandatario de acuerdo con las condiciones acordadas entre la ANH y el operador del campo.
- Maximizar el valor del "derecho de preferencia a la infraestructura de oleoductos" optimizando los costos de transporte y dilución.

- Maximizar el precio “net back” del crudo de Regalías y del crudo de la ANH de acuerdo a las condiciones del mercado.

## 7.4 Garantías Requeridas al Mandatario

### Garantía de Pago:

El Mandatario otorgará, por su cuenta, una o varias cartas de crédito stand-by, por la cantidad equivalente a seiscientos millones de dólares (\$600,000,000). Las cartas deberán ser incondicionales, irrevocables y pagaderas a la vista (on demand), emitidas por un banco o institución financiera establecida en Colombia o en el extranjero (si la carta de crédito se emite en el extranjero debe ser confirmada por una institución financiera colombiana).

El mandatario podrá presentar un instrumento y/o institución diferente, el cual deberá ser previamente aceptado por la ANH. Este bono se ejecutará en caso de retrasos o falta de pago de las facturas emitidas por la ANH.

La garantía consistirá en un aval de un banco principal o en una carta de crédito standby irrevocable, confirmada y pagadera a la vista, en los términos del artículo 5.2.3.1 del Decreto Reglamentario 734 de 2012 o en el párrafo 23.2 del Decreto 4828 de 2008, según ha sido amendado, abierta por una institución bancaria establecida en Colombia o por una entidad de crédito extranjera, proveyendo que el instrumento negociable es aceptado por una institución doméstica de crédito, dado el caso de pago en bonos.

### Garantía de Cumplimiento Contractual:

El Mandatario debe proveer una garantía de cumplimiento equivalente a cinco millones de dólares (\$5,000,000) para garantizar el satisfactorio cumplimiento de todas las obligaciones establecidas en el contrato. El emisor de la garantía de cumplimiento debe ser un banco o institución financiera establecida en Colombia o en el extranjero (si la carta de crédito se emite en el extranjero debe ser confirmada por una institución financiera colombiana). El mandatario podrá presentar un instrumento y/o institución diferente que deberá ser aceptada previamente por la ANH. Esta garantía podrá ser ejecutada en caso de cualquier incumplimiento de las obligaciones contractuales.

Condiciones especiales adicionales:

1. La suma expresada en dólares estadounidenses en la carta de crédito stand-by podrá ser pagadera en dólares estadounidenses o en pesos colombianos según lo informado a la ANH y cualquier tarifa, cargo o descuento no puede ser descontado o deducido.
2. Provisiones parciales y múltiples están permitidas, sin que éstas excedan el monto total.

3. La garantía se registrará por la "ISP98" (Prácticas Internacionales para Standby emitidas por la CPI, publicación ICC 590).
4. El uso de la garantía no exime al Mandatario del pago de daños y perjuicios causados por el incumplimiento del contrato y por lo tanto pagos por daños no serán considerados como parte de la indemnización por daños y perjuicios.
5. La ANH utilizará la garantía si hay una violación grave del contrato, como la falta de pago en conformidad con el proceso de pago previsto en el presente documento.
6. La garantía será reestablecida automáticamente si por alguna razón no se realizó algún pago por o en nombre de la ANH en respeto de las obligaciones del Contrato de Mandato.

## **7.5 Indemnización**

El Mandatario deberá mantener indemne a la ANH de y contra cualquier reclamación, acción, gasto o responsabilidad que surja de o en relación con cualquiera de las actividades realizadas por Mandatario desde el Punto de Fiscalización y/o Punto de Entrega hasta su comercialización en el puerto de exportación o en las refinerías en Colombia, incluyendo cualquier acción, gasto o pasivo en relación con el transporte de crudo, asuntos ambientales o laborales, la relación de la comunidad o cualquier daño a la propiedad de la ANH y/o de terceros.

## 8 Experiencia y competencias técnicas de los participantes de la Consulta de mercado

Con el fin de evaluar las alternativas para la recolección y comercialización del crudo de Regalías y del crudo de la ANH, Arthur D. Little desea reunir información de los posibles contratistas para exponer su experiencia en el almacenamiento, el transporte y el comercio internacional de petróleo crudo. La información solicitada tendrá la siguiente finalidad:

- Entender el nivel de experiencia, así como las capacidades operativas y financieras de las diferentes empresas que participan en las actividades de recolección, almacenamiento, transporte y comercio internacional de petróleo crudo.
- Recolectar ideas y comentarios de los participantes con el fin de definir los requisitos de precalificación y las especificaciones técnicas de los términos de referencia que la ANH podría utilizar como base para el desarrollo de un concurso de licitación para seleccionar y contratar actores a cargo de las actividades antes mencionadas.

Toda la información proporcionada por los participantes estará protegida bajo términos de confidencialidad proveídos por Arthur d. Little.

### 8.1 Capacidades Comerciales

Por favor señale la siguiente información como indicativo de la capacidad commercial de su compañía

Por favor indique el volumen de crudo comercializado por su compañía en 2013 (kblsd)		
Por favor indique el volumen de crudo comercializado por su compañía en las siguientes regiones	Norte América	
	América Central, Sur y Región Caribe	
	Europa	
	Africa	
	Medio Oriente	
	Asia	

	Otra	
Con cuántos clientes su compañía comercializa crudo? (número)		
Su empresa comercializa crudo de sus propios activos de exploración y producción?	Si	No
Volumen de crudo comercializado de los propios activos de exploración (Kbld) en 2013		
Su compañía comercializa crudo de terceros?	Si	No
Volumen de crudo comercializado a terceros (kbd) en 2013		
Su empresa comercializa crudo en virtud de acuerdos a largo plazo?	Si	No
Porcentaje del volumen de crudo comercializado con contratos a largo plazo en 2013		
Tiene su empresa de comercio de petróleo crudo en los mercados al contado?	Si	No
Porcentaje del volumen de petróleo crudo negociado en operaciones de contado en 2013		
¿Su empresa utiliza regularmente operaciones como swaps, forwards, o futuros para las transacciones de petróleo crudo?	Si	No
Volumen aproximado de transacciones de crudo cubiertos en estas actividades 2013		

## 8.2 Capacidades Técnicas

Por favor señale la siguiente información como indicativo de la capacidad técnica de su compañía

Su empresa posee la capacidad de transporte por ductos de petróleo crudo?	Si	No
Por favor indique el volumen de la tubería de transporte de propiedad por País y/o Región	Colombia	
	Norte América	
	América Central, Sur y Región Caribe	
	Europa	
	Africa	
	Medio Oriente	
	Asia	
Su empresa tiene actualmente algún contrato a largo plazo para la capacidad de los oleoductos?	Si	No
Por favor indique el volumen de la capacidad contratada a largo plazo por País y/o Región	Colombia	
	Norte América	
	América Central, Sur y Región Caribe	
	Europa	
	Africa	
	Medio Oriente	
	Asia	
Su empresa posee camiones para el transporte de petróleo crudo en Colombia?	Si	No
Su empresa tiene contratos de transporte por carretera a largo plazo para el transporte	Si	No

de petróleo crudo en Colombia?		
Por favor, indique el volumen de la capacidad contratada de camiones cisterna para el transporte de petróleo crudo en Colombia a largo plazo		
Su empresa posee o arrienda infraestructura de almacenamiento de petróleo crudo?	Si	No
Por favor, indique la capacidad de almacenamiento que posee por País / Región	Colombia	
	Norte América	
	América Central, Sur y Región Caribe	
	Europa	
	Africa	
	Medio Oriente	
	Asia	
Su compañía posee infraestructura de refinación?	Si	No
Por favor, indique la capacidad de refinación que su empresa posee por País/Región	Costa del Golfo (EEUU)	
	Norte América	
	América Central, Sur y Región Caribe	
	Europa	
	Africa	
	Medio Oriente	
	Asia	

Su compañía es propietaria de la infraestructura de puerto marítimo?	Si	No
Por favor, indique la infraestructura de puerto marítimo que su empresa posee por país / región	Colombia	
	Norte América	
	América Central, Sur y Región Caribe	
	Europa	
	Africa	
	Medio Oriente	
	Asia	
Su empresa tiene experiencia en operaciones de dilución de crudo pesado?	Si	No
Por favor, indique los países en los que su compañía tiene experiencia en la dilución de crudos pesados.		
Por favor, indique el volumen aproximado del volumen de crudo pesado que su empresa diluyó en 2013 (kbd)		
Por favor, indique cuántos miembros de su organización están negociando activamente petróleo crudo? (número)		

### 8.3 Capacidad Financiera

Por favor señale la siguiente información como indicativo de la capacidad financiera de su compañía

Es su compañía pública?	Si	No
Tiene su empresa una calificación crediticia?	Si	No

Qué agencia le da la calificación crediticia a su empresa? (Moody's, S&P, etc.)		
Cuál es la calificación crediticia actual de su empresa?		
Cuál es fue ingreso total reportado en el 2013? (USDMM)		
Cuál es la utilidad de operación total reportada en el 2013? (USDMM)		
Cuál es el ingreso neto total registrado en el 2013? (USDMM)		
Por favor, indique el índice de deuda para el 2013.		
Por favor, indique el capital de trabajo para el 2013		
Por favor, indique la cantidad de líneas de crédito para el 2013		

## 8.4 Ventajas Competitivas

Por favor describa en esta sección las ventajas competitivas que su empresa pueda tener para recolectar o intercambiar el petróleo crudo de Regalías y de la ANH en Colombia, teniendo en cuenta todas las condiciones legales, comerciales y técnicas para el servicio requerido descrito en este documento.

## 9 Propuesta Económica

### 9.1 Tarifa de Comercialización

Por favor, indique en la siguiente tabla la tarifa de comercialización que su empresa estaría dispuesta a cobrar por la recolección y comercialización del crudo de Regalías y crudo de la ANH en los términos definidos en el presente documento. Por favor, marque con una X el rango de tarifa de comercialización aplicable a cada uno de los segmentos de negocio que se describen en la tabla. Si su empresa no está interesada en una opción específica por favor indicarlo en la tabla.

Segmentos	Tarifa de Comercialización (US\$/bl)	
	No hay interés	
Opción 1: Todo el crudo de Regalías y el crudo de la ANH (alrededor de 137 mil barriles diarios)	\$0.00 – 0.50	
	\$0.50 – 1.00	
	\$1.00 – 1.50	
	\$1.50 – 2.00	
	\$2.00 – 2.50	
	\$2.50 – 3.00	
	More than \$3.00	
	Opción 2: Todo el crudo de regalías y de la ANH proveniente de los Llanos Orientales (alrededor de 104 mil barriles diarios): Crudo pesado de Castilla + Chichimene + Akacías + Rubiales + Quifa Crudo de Arauca Crudo de Casanare	No hay interés
\$0.00 – 0.50		
\$0.50 – 1.00		
\$1.00 – 1.50		
\$1.50 – 2.00		
\$2.00 – 2.50		
\$2.50 – 3.00		
More than \$3.00		
Opción 3: Todo el crudo de el Valle del Magdalena y el Putumayo (alrededor de 33 mil barriles diarios). Valle del Magdalena (Bajo y Medio) Petróleo crudo del Valle Superior del Magdalena Petróleo Crudo del Putumayo	No hay interés	
	\$0.00 – 0.50	
	\$0.50 – 1.00	
	\$1.00 – 1.50	
	\$1.50 – 2.00	
	\$2.00 – 2.50	
	\$2.50 – 3.00	
	More than \$3.00	

### 9.2 Incentivos Comerciales

Por favor provea sugerencias con respecto a los incentivos de precios o cualquier otro tipo de incentivos comerciales que la ANH podría tener en cuenta para hacer este acuerdo más atractivo para su empresa.



**10 Anexo : Crudo de Regalías por Campo y destino (Promedio enero-junio de 2014)**

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
ABARCO	Valle Medio del Magdalena	Boyacá	Pto Boyacá	11.20	1.60	213	5,980	357	Connected to Refinery
ACACIA ESTE	Valle Medio del Magdalena	Santander	Cimitarra	14.83	1.23	119	5	0	Connected to Refinery
AGUAS BLANCAS	Valle Medio del Magdalena	Santander	Simacota	34.45	0.64	245	20	4	Connected to Refinery
ÁREA TECA - COCORNÁ	Valle Medio del Magdalena	Antioquia	Pto Nare	12.18	1.40	170	1,424	455	Connected to Refinery
BONANZA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Rionegro	20.89	1.15	138	1,173	178	Connected to Refinery
CASABE	Valle Medio del Magdalena	Antioquia	Yondó	21.05	0.96	15	17,283	1,934	Connected to Refinery
CASABE SUR	Valle Medio del Magdalena	Antioquia	Yondó	26.77	0.96	15	3,886	304	Connected to Refinery
CORAZÓN	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	26.78	0.72	85	49	9	Connected to Refinery
CORAZÓN WEST	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	33.04	0.69	85	251	20	Connected to Refinery
CRISTALINA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	23.09	1.96	85	136	27	Connected to Refinery
GALA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Barrancaber meja	20.48	1.01	0	2,767	546	Connected to Refinery
GALÁN	Valle Medio del Magdalena	Santander	Barrancaber meja	20.07	1.01	0	663	133	Connected to Refinery
GIRASOL	Valle Medio del Magdalena	Boyacá	Pto Boyacá	11.50	1.50	213	6,149	372	Connected to Refinery
GUARIQUIE S	Valle Medio del Magdalena	Santander	San Vicente de Chucurí	28.14	0.64	75	22	2	Connected to Refinery
INFANTAS	Valle Medio del Magdalena	Santander	Barrancaber meja	25.04	0.85	0	10,010	931	Connected to Refinery
JAZMÍN	Valle Medio del Magdalena	Boyacá	Pto Boyacá	11.40	1.50	213	6,520	1,300	Connected to Refinery
LA CIRA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Barrancaber meja	24.42	0.85	0	28,251	3,119	Connected to Refinery

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
LA SALINA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	28.10	1.02	85	2,177	384	Connected to Refinery
LIEBRE	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	29.38	1.02	85	60	12	Connected to Refinery
LISAMA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Barrancabermeja	28.82	0.64	0	1,138	220	Connected to Refinery
LISAMA PROFUNDO	Valle Medio del Magdalena	Santander	San Vicente de Chucurí	29.49	0.64	75	172	14	Connected to Refinery
LLANITO	Valle Medio del Magdalena	Santander	Barrancabermeja	21.21	1.01	0	2,147	432	Connected to Refinery
MORICHE	Valle Medio del Magdalena	Boyacá	Pto Boyacá	13.50	1.36	213	12,676	839	Connected to Refinery
NARE	Valle Medio del Magdalena	Antioquia	Pto Nare	11.80	1.50	170	313	61	Connected to Refinery
NUTRIA	Valle Medio del Magdalena	Santander	San Vicente de Chucurí	28.16	0.64	75	1,541	307	Connected to Refinery
OPÓN	Valle Medio del Magdalena	Santander	Cimitarra	50.88	0.01	119	13	2	Connected to Refinery
PAYOA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	28.60	0.97	85	855	164	Connected to Refinery
PAYOA WEST	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	19.74	1.55	85	11	1	Connected to Refinery
PEÑAS BLANCAS	Valle Medio del Magdalena	Antioquia	Yondó	24.36	0.96	15	367	43	Connected to Refinery
PEROLES	Valle Medio del Magdalena	Santander	San Vicente de Chucurí	31.38	0.64	75	15	3	Connected to Refinery
PROVINCIA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	22.98	1.24	85	4,067	787	Connected to Refinery
SAN LUIS	Valle Medio del Magdalena	Santander	San Vicente de Chucurí	29.98	0.64	75	53	11	Connected to Refinery
SAN SILVESTRE	Valle Medio del Magdalena	Santander	Barrancabermeja	20.41	1.01	0	8	2	Connected to Refinery
TESORO	Valle Medio del Magdalena	Santander	San Vicente de Chucurí	30.47	0.64	75	367	72	Connected to Refinery

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
UNDERRIVER	Valle Medio del Magdalena	Antioquia	Pto Nare	11.60	1.50	170	1,633	233	Connected to Refinery
ABANICO	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Espinal	22.20	1.54	483	1,097	54	Exported
ABEJAS	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	34.29	0.13	874	210	42	Exported
ACAÉ-SAN MIGUEL	Putumayo	Putumayo	San Miguel	28.32	0.94	1,082	2,620	516	Exported
ACORDIONERO	Valle Medio del Magdalena	Cesar	San Martín	22.10	1.86	156	1,651	138	Exported
ADALIA	Llanos Orientales	Casanare	SAN LUIS DE PALENQUE	38.00	0.11	890	384	26	Exported
AKACIAS	Llanos Orientales	Meta	Acacias	8.22	2.43	542	7,220	438	Exported
AKIRA	Llanos Orientales	Casanare	Villanueva	14.70	1.62	635	1,201	103	Exported
ALEPE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	24.59	0.18	820	73	6	Exported
ALTAIR	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	25.99	0.16	820	129	12	Exported
AMBAR	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	13.89	1.22	849	3,273	198	Exported
AMBROSIA	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Piedras	23.88	0.93	401	40	3	Exported
ANDALUCÍA SUR	Valle Superior del Magdalena	Huila	Baraya	31.47	0.15	657	56	18	Exported
APIAY	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	19.35	1.38	520	5,531	418	Exported
APIAY ESTE	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	20.97	1.38	520	425	41	Exported
ARAUCO	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	29.76	1.60	890	245	16	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
ATARRAYA	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	23.70	0.71	849	1,654	125	Exported
AULLADOR	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	22.49	-	85	29	2	Exported
AURELIANO	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Rio de Oro	25.68	-	224	1	0	Exported
AUSTRAL	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	32.00	1.21	520	9	11	Exported
AZOR	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	33.68	0.12	874	1,272	280	Exported
BALAY	Llanos Orientales	Casanare	Monterrey	27.40	0.56	679	326	24	Exported
BANDOLA	Llanos Orientales	Casanare	Maní	25.70	0.28	512	650	26	Exported
BARQUERENA	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	33.40	0.12	890	306	62	Exported
BARRANCA LEBRIJA	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Aguachica	25.42	1.64	191	11	2	Exported
BASTIDAS	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	30.47	0.14	820	1,209	75	Exported
BAÚL	Valle Medio del Magdalena	Santander	Bolivar	13.28	-	-	26	2	Exported
BOA	Llanos Orientales	Meta	Cabuyaro	16.96	1.47	643	5	67	Exported
BOLÍVAR - BUENAVISTA	Cordillera Oriental	Boyacá	Topaga	18.69	1.37	347	52	4	Exported
BOQUETE	Valle Inferior del Magdalena	Bolívar	Talaigua Nuevo	41.10	0.05	567	92	17	Exported
BORAL	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	13.41	0.38	483	80	5	Exported
BRISAS	Valle Superior del Magdalena	Huila	Aipe	22.65	1.75	587	304	64	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
BURDINE	Putumayo	Putumayo	Orito	31.98	0.56	1,042	81	15	Exported
CACHICAMO - ANDARRIOS	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	27.86	0.17	820	365	29	Exported
CAIPAL	Valle Medio del Magdalena	Boyacá	Pto Boyacá	15.66	1.20	213	529	44	Exported
CAMPO RICO	Llanos Orientales	Casanare	Maní	16.00	0.35	512	696	57	Exported
CANACABA RE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.46	0.18	820	62	3	Exported
CANDALAY	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.05	0.17	820	12	1	Exported
CAÑO DUYA	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	25.68	0.17	820	21	3	Exported
CAÑO GANDUL	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	34.30	0.13	890	489	98	Exported
CAÑO GARZA	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	37.08	0.11	874	98	19	Exported
CAÑO GARZA ESTE	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	35.96	0.10	874	16	3	Exported
CAÑO GARZA NORTE	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	37.10	0.11	874	214	50	Exported
CARACARA B y C	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	21.30	0.95	849	4,328	342	Exported
CARACARA SUR A	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	21.30	0.95	849	5,458	426	Exported
CARBONER A LA SILLA	Catatumbo	Norte de Santander	Sardinata	24.54	1.08	434	20	3	Exported
CARETO	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	30.83	0.13	890	1,003	88	Exported
CARIBE	Putumayo	Putumayo	Orito	32.28	0.46	1,042	1,447	133	Exported

Campo	Cuenca	Departmento	Municipio	API	%S	Km. a Barranquermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
CARRIZALES	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	18.11	0.23	820	2,510	120	Exported
CARUPANA	Llanos Orientales	Casanare	Pore	32.60	0.21	853	256	30	Exported
CARUTO	Llanos Orientales	Casanare	Villanueva	29.10	0.51	635	759	56	Exported
CASTILLA	Llanos Orientales	Meta	Castilla La Nueva	11.89	2.26	573	60,470	6,612	Exported
CASTILLA ESTE	Llanos Orientales	Meta	Castilla La Nueva	12.00	2.26	573	589	64	Exported
CASTILLA NORTE	Llanos Orientales	Meta	Acacias	10.78	2.26	550	42,263	3,682	Exported
CEBÚ	Valle Superior del Magdalena	Huila	Neiva	19.80	1.75	606	127	43	Exported
CELEUS	Llanos Orientales	Casanare	Maní	34.50	0.06	890	238	16	Exported
CENTAURO SUR	Llanos Orientales	Casanare	Maní	15.90	0.35	512	249	19	Exported
CHAMAN	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	12.49	1.29	849	53	3	Exported
CHAPARRITO	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	34.29	0.13	874	153	31	Exported
CHENCHE	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Purificación	34.00	0.68	506	-	1	Exported
CHICHIMENE	Llanos Orientales	Meta	Acacias	8.96	2.59	550	34,530	2,922	Exported
CHICHIMENE SW	Llanos Orientales	Meta	Guamal	8.44	2.59	553	12,981	2,922	Exported
CHUIRA	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Rio de Oro	22.47	2.15	224	23	2	Exported
CHURUYACO	Putumayo	Putumayo	Orito	30.50	0.40	1,042	124	28	Exported
CICUCO	Valle Inferior del Magdalena	Bolívar	Cicuco	41.66	0.05	577	734	147	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
CIRIGUELO	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.30	0.20	820	370	29	Exported
COBRA	Llanos Orientales	Meta	Cabuyaro	13.63	1.69	643	318	32	Exported
COHEMBÍ	Putumayo	Putumayo	Pto Asís	18.80	2.05	1,018	9,888	842	Exported
COLÓN	Valle Medio del Magdalena	Santander	Rionegro	21.60	2.10	138	349	32	Exported
COLORADO	Valle Medio del Magdalena	Santander	San Vicente de Chucurí	36.86	0.62	75	0	0	Exported
COPA	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	39.33	2.80	890	1,021	95	Exported
COPA A NORTE	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	39.95	0.20	890	1,099	165	Exported
COPA A SUR	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	40.28	1.60	890	895	69	Exported
COPA B	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	39.77	0.20	890	700	62	Exported
COPA C	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	40.05	0.40	890	827	64	Exported
COPA D	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	39.84	0.80	890	2,120	230	Exported
CORCEL A	Llanos Orientales	Meta	Barranca de Upia	25.49	0.71	627	148	13	Exported
CORCEL C	Llanos Orientales	Meta	Barranca de Upia	16.10	1.41	627	766	82	Exported
CORCEL D	Llanos Orientales	Meta	Cabuyaro	22.60	0.79	643	427	34	Exported
CORCEL E	Llanos Orientales	Meta	Cabuyaro	16.80	1.44	643	685	73	Exported
COREN	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	34.29	0.13	909	154	12	Exported
COROCORA	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	34.30	0.13	909	454	36	Exported

Campo	Cuenca	Departmento	Municipio	API	%S	Km. a Barranca-bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
COSTAYAC O	Putumayo	Putumayo	Villagarzón	29.20	0.44	949	17,050	1,584	Exported
CRAVO ESTE	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	36.00	0.10	890	414	82	Exported
CSE-8	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	13.79	1.26	849	-	0	Exported
CUMBRE	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	30.50	0.13	909	224	24	Exported
CURITO	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	33.88	0.99	820	6,264	495	Exported
CUSUCO	Llanos Orientales	Meta	Acacias	14.47	1.30	550	-	0	Exported
DELTA	Valle Superior del Magdalena	Tolima	N.A.	33.38	0.19	N.A.	6	0	Exported
DINA CRETÁCEOS	Valle Superior del Magdalena	Huila	Aipe	21.92	1.75	587	587	111	Exported
DINA TERCARIOS	Valle Superior del Magdalena	Huila	Aipe	18.30	1.86	587	5,339	791	Exported
DISA	Llanos Orientales	Casanare	SAN LUIS DE PALENQUE	28.00	0.14	890	68	6	Exported
DOÑA MARÍA	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Aguachica	27.27	1.53	191	26	6	Exported
DOROTEA E	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	33.79	0.22	874	37	1	Exported
ELIZITA	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	21.20	0.96	849	2,035	159	Exported
EMBRUJO	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	13.80	1.26	849	-	3	Exported
ENTRERRIOS	Llanos Orientales	Casanare	Maní	15.16	0.37	512	1,220	76	Exported
ESPINO	Valle Superior del Magdalena	Huila	Neiva	30.94	0.66	606	14	3	Exported

Campo	Cuenca	Departmento	Municipio	API	%S	Km. a Barranquermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
ESTERO	Llanos Orientales	Casanare	Maní	16.00	0.30	512	124	25	Exported
FAUNO	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	13.80	1.26	849	1,341	74	Exported
FLAMI	Llanos Orientales	Casanare	Maní	15.50	-	512	202	13	Exported
FONTANA	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	12.10	1.26	849	67	6	Exported
GARZAS	Valle Medio del Magdalena	Santander	Pto Wilches	33.06	1.96	103	406	80	Exported
GAVÁN	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	15.63	1.38	520	2,822	345	Exported
GIGANTE	Valle Superior del Magdalena	Huila	Gigante - Garzón	31.00	0.24	701	407	62	Exported
GRETA OTO	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	27.50	0.10	820	413	24	Exported
GUACHARACA	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	28.40	0.17	820	617	34	Exported
GUADUAS	Valle Superior del Magdalena	Cundinamarca	Guaduas	18.70	0.97	317	388	76	Exported
GUAHIBOS	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	38.88	0.11	909	69	6	Exported
GUALA	Llanos Orientales	Meta	Cabuyaro	15.90	1.65	643	164	12	Exported
GUANAPALO	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.09	0.17	820	62	14	Exported
GUANDO SW	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Melgar	24.80	0.53	494	296	20	Exported
GUARILAQUE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.10	0.17	820	1,954	382	Exported
GUARROJO	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	21.55	0.74	849	1,585	122	Exported
GUASAR	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.10	0.17	820	589	116	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
GUATIKUÍA	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	17.10	1.38	520	4,529	319	Exported
GUAYURIBA	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	12.27	1.21	520	20	1	Exported
GUAYUYAC O	Putumayo	Cauca - Piamonte	N.N.	29.20	0.68	NA	475	38	Exported
HATO NUEVO	Valle Superior del Magdalena	Huila	N.A.	36.49	0.50	N.A.	109	16	Exported
HEREDIA	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	28.54	0.15	820	155	19	Exported
HOATZIN	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	27.80	0.18	820	222	27	Exported
HOATZIN NORTE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	27.80	0.18	820	528	14	Exported
HORMIGA	Putumayo	Putumayo	Valle de Guamuez	30.09	0.94	1,071	114	22	Exported
JAGUAR SOUTH WEST	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	21.20	0.96	849	3,393	278	Exported
JILGUERO	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	25.40	0.83	733	996	76	Exported
JILGUERO SUR	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	26.20	0.82	733	671	65	Exported
JORCÁN	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.05	0.17	820	8	1	Exported
JUANAMBÚ	Putumayo	Putumayo	Villagarzón	29.20	0.36	949	858	64	Exported
JUGLAR	Valle Medio del Magdalena	Santander	Rionegro	22.40	1.88	138	245	8	Exported
KITARO	Llanos Orientales	Casanare	Villanueva	20.19	0.67	635	28	3	Exported
KONA	Llanos Orientales	Casanare	Pore	32.43	0.14	853	2,480	177	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
LA FLORA	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	35.60	0.10	890	578	117	Exported
LA GLORIA	Llanos Orientales	Casanare	Aguazul	19.50	0.23	756	2,471	475	Exported
LA GLORIA NORTE	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	19.50	0.23	483	2,115	426	Exported
LA HOCHA	Valle Superior del Magdalena	Huila	Tesalia	16.30	2.70	716	1,420	62	Exported
LA JAGUA	Valle Superior del Magdalena	Huila	Neiva	20.29	1.89	606	45	12	Exported
LA PUNTA	Llanos Orientales	Casanare	Maní	35.70	0.18	512	-	15	Exported
LA REFORMA	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	9.99	1.21	520	67	3	Exported
LABRADOR	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	33.50	0.08	820	3,129	40	Exported
LEONA A SUR	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	32.58	0.22	874	-	0	Exported
LEONA B	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	32.29	0.22	874	89	7	Exported
LEONA B NORTE	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	32.78	0.22	874	45	4	Exported
LEONA B SUR	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	32.49	0.22	874	282	21	Exported
LEONA C	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	32.88	0.22	874	84	8	Exported
LIBERTAD	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	31.79	1.21	520	199	36	Exported
LIBERTAD NORTE	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	28.54	1.21	520	223	32	Exported
LOMALARGA A	Valle Superior del Magdalena	Huila	Villavieja	17.94	1.71	582	339	28	Exported
LORO	Putumayo	Putumayo	Valle de Guamuez	29.78	0.91	1,071	620	123	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
LOS ACEITES	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	39.89	0.11	909	242	19	Exported
LOS ÁNGELES	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Rio de Oro	14.00	2.62	224	1,222	202	Exported
LOS HATOS	Llanos Orientales	Casanare	Maní	31.09	0.32	512	25	2	Exported
LOS POTROS	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	15.55	0.34	483	8	1	Exported
LOS TOROS	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	34.58	0.13	909	17	3	Exported
MAMBO	Llanos Orientales	Meta	Cabuyaro	22.54	1.16	643	3	0	Exported
MANICEÑO	Llanos Orientales	Casanare	Maní	25.80	0.33	512	359	26	Exported
MANSOYÁ	Putumayo	Putumayo	Pto Caicedo	32.80	0.49	993	178	30	Exported
MANTIS	Llanos Orientales	Casanare	Maní	14.57	1.22	512	2,452	270	Exported
MARY	Putumayo	Cauca - Piamonte	N.N.	29.20	0.63	NA	455	84	Exported
MATEGUAF A	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	30.19	0.20	820	5	1	Exported
MATEMARR ANO	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	32.28	0.14	820	863	33	Exported
MAURITIA ESTE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	14.69	0.40	820	58	4	Exported
MAURITIA NORTE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	30.40	0.17	820	71	13	Exported
MIRAFLORES	Putumayo	Cauca - Piamonte	N.N.	29.19	1.69	NA	90	18	Exported
MITO	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	13.80	1.26	849	225	52	Exported
MOCHELO	Llanos Orientales	Meta	Vista hermosa	9.00	2.72	658	137	5	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
MOQUETA	Putumayo	Putumayo	Mocoa	29.20	0.50	933	4,862	395	Exported
MORICHAL	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	28.50	0.13	483	1,486	290	Exported
MORICHITO	Llanos Orientales	Casanare	N.A.	23.20	0.35	N.A.	147	14	Exported
NANCY	Putumayo	Putumayo	Orito	24.00	1.20	1,042	281	59	Exported
NASHIRA NORTE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	23.31	0.18	820	1,084	60	Exported
ÓPALO	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	13.80	1.22	849	1,286	77	Exported
ORITO	Putumayo	Putumayo	Orito	30.72	0.62	1,042	3,146	470	Exported
OROPÉNDO LA	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.40	0.16	820	462	35	Exported
ORTEGA	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Ortega	28.50	0.13	521	219	26	Exported
PACANDÉ	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Ortega	29.60	0.93	521	659	63	Exported
PALAGUA	Valle Medio del Magdalena	Boyacá	Pto Boyacá	13.81	1.31	213	7,030	642	Exported
PALERMO	Valle Superior del Magdalena	Huila	Palermo	17.90	1.51	264	216	69	Exported
PALMARITO	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	34.30	0.13	909	398	78	Exported
PALOGRAN DE	Valle Superior del Magdalena	Huila	Neiva	20.56	1.75	606	1,289	363	Exported
PARAVARE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.09	0.16	820	180	35	Exported
PAVAS	Valle Medio del Magdalena	Norte de Santander	Cáchira	20.89	2.25	NA	58	11	Exported
PEGUITA	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	21.20	0.96	849	1,863	149	Exported
PEGUITA II	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	21.20	0.96	849	1,063	81	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
PEGUITA III	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	21.20	0.96	849	492	39	Exported
PETIRROJO	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	39.36	0.11	890	900	96	Exported
PETIRROJO SUR	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	39.50	0.80	890	428	57	Exported
PIJAO	Valle Superior del Magdalena	Huila	Neiva	20.55	1.75	606	192	66	Exported
PIMIENTO	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Rio de Oro	32.04	0.46	224	16	4	Exported
PINTADO	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	28.55	0.74	849	1,155	121	Exported
PIRITO	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.08	0.17	820	57	3	Exported
PISINGO	Llanos Orientales	Casanare	Maní	29.90	0.25	512	2,302	185	Exported
POMPEYA	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	20.39	1.20	520	4	0	Exported
POTRILLO	Llanos Orientales	Casanare	PORE	32.50	0.20	853	197	18	Exported
PRIMAVERA	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	39.18	0.11	909	77	6	Exported
PROSPECTO D	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	13.78	1.22	849	30	2	Exported
PROSPECTO S	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	13.52	1.20	849	16	1	Exported
PULÍ	Valle Superior del Magdalena	Cundinamarca	Pulí	33.99	-	370	120	37	Exported
PURIFICACIÓN	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Purificación	33.48	0.63	506	63	12	Exported
QUEBRADAJA ROJA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Barrancabermeja	17.67	0.42	-	0	0	Exported
QUERUBÍN	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Rio de Oro	14.89	2.64	224	87	5	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
QUIFA	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	13.89	1.22	849	53,565	5,167	Exported
QUILILÍ	Putumayo	Putumayo	Pto Asís	29.13	0.80	1,018	262	44	Exported
QUILLACINGA	Putumayo	Putumayo	Pto Asís	28.50	0.64	1,018	1,325	99	Exported
QUIMBAYA	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Ortega	17.28	3.00	521	171	34	Exported
QUINDE	Putumayo	Putumayo	Pto Asís	19.00	-	1,018	2,185	205	Exported
RANCHO HERMOSO	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	27.72	0.19	483	4,151	326	Exported
RANCHO QUEMADO	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	25.39	0.71	849	157	12	Exported
REMACHE NORTE	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	34.30	0.13	890	679	56	Exported
REMACHE SUR	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	34.30	0.13	890	365	29	Exported
RÍO OPIA	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Piedras	25.79	0.85	401	69	5	Exported
RÍO SALDAÑA	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Chaparral	15.60	3.52	571	40	5	Exported
RÍO ZULIA	Catatumbo	Norte de Santander	Cucuta	39.00	0.29	322	509	151	Exported
RUBIALES	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	12.86	1.28	849	191,582	37,834	Exported
RUMBERO	Valle Medio del Magdalena	Santander	Sabana de Torres	23.09	-	85	33	2	Exported
SABANERO	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	12.50	1.29	849	1,012	71	Exported
SAIMIRI	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	30.63	0.13	820	903	70	Exported
SAN ANTONIO	Putumayo	Putumayo	Orito	29.80	0.40	1,042	306	55	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
SAN ROQUE	Valle Medio del Magdalena	Cesar	San Martín	19.61	1.15	156	1,796	190	Exported
SANTA CLARA	Valle Superior del Magdalena	Huila	Palermo	18.31	1.75	264	897	217	Exported
SANTA LUCIA	Valle Medio del Magdalena	Cesar	San Alberto	19.50	2.30	129	318	61	Exported
SANTIAGO	Llanos Orientales	Casanare	Maní	18.69	0.83	512	944	307	Exported
SANTO DOMINGO	Llanos Orientales	Casanare	Maní	32.40	0.15	512	2,099	165	Exported
SANTO DOMINGO NORTE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	30.99	0.17	820	157	12	Exported
SARDINAS	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	26.10	0.17	820	710	143	Exported
SARDINATA	Catatumbo	Norte de Santander	Tibú	28.96	1.02	386	378	75	Exported
SIBUNDOY	Putumayo	Putumayo	Pto Caicedo	30.43	-	993	88	17	Exported
SILFIDE	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Rio de Oro	17.80	-	224	3	0	Exported
SIRENAS	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	34.29	0.13	909	82	17	Exported
SOLOPIÑA	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	30.77	0.14	820	153	2	Exported
SUCIO	Putumayo	Putumayo	Orito	27.99	0.46	1,042	64	13	Exported
SUCUMBÍOS	Putumayo	Nariño	Ipiales	29.00	0.40	1,140	412	82	Exported
SULAWESI	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	29.79	0.11	890	297	28	Exported
SURIA	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	20.94	1.21	520	4,598	325	Exported
SURIA SUR	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	19.17	1.21	520	2,263	165	Exported

Campo	Cuenca	Departamento	Municipio	API	%S	Km. a Barranquermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
TELLO	Valle Superior del Magdalena	Huila	Neiva	17.41	1.89	606	4,894	730	Exported
TEMPRANILLO	Valle Superior del Magdalena	Huila	Aipe	37.00	0.20	587	461	36	Exported
TEMPRANILLO NORTE	Valle Superior del Magdalena	Huila	Aipe	29.19	0.51	587	195	20	Exported
TENAY	Valle Superior del Magdalena	Huila	Aipe	36.81	0.17	587	705	99	Exported
TERECAY	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	32.60	0.15	1,089	893	91	Exported
TIBÚ	Catatumbo	Norte de Santander	Tibú	32.08	0.98	386	1,758	257	Exported
TILODIRAN	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	14.70	0.34	483	783	52	Exported
TISQUIRAMA	Valle Medio del Magdalena	Cesar	San Martín	21.89	1.15	156	921	296	Exported
TOCA	Valle Medio del Magdalena	Cesar	N.A.	27.97	1.68	N.A.	35	3	Exported
TOCARÍA	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	34.00	0.10	483	588	107	Exported
TOLDADO	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Ortega	20.09	3.14	521	712	143	Exported
TOQUI-TOQUI	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Piedras	23.10	1.02	401	544	169	Exported
TORCAZ	Valle Medio del Magdalena	Cundinamarca	Pto Salgar	14.88	0.46	248	38	8	Exported
TORMENTO	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	21.89	0.68	483	391	33	Exported
TORO SENTADO	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	25.40	0.71	849	449	42	Exported
TORO SENTADO NORTE	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	25.39	0.71	849	121	10	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
TORO SENTADO WEST	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	25.40	0.71	849	401	30	Exported
TOROYACO	Putumayo	Putumayo	Mocoa	29.19	0.50	933	142	27	Exported
TOTARE	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Alvarado	21.29	-	380	64	20	Exported
TOTUMAL	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Rio de Oro	26.17	1.83	224	26	4	Exported
TOY	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Ortega	16.88	0.10	521	135	27	Exported
TRINIDAD	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	31.90	0.12	909	1,170	128	Exported
TROMPILLO S	Llanos Orientales	Casanare	Maní	24.21	0.55	512	3	1	Exported
TUA	Llanos Orientales	Casanare	Pore	15.61	-	853	6,413	440	Exported
TUCUSO	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	25.71	-	820	197	18	Exported
TULIPÁN	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	36.71	0.10	909	2,077	158	Exported
UNUMA	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	21.50	0.90	849	256	24	Exported
VALDIVIA- ALMAGRO	Llanos Orientales	Meta	Pto Lopez	23.00	0.55	602	537	68	Exported
VENUS	Llanos Orientales	Meta	Acacias	17.59	1.30	550	15	2	Exported
VIGIA	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	14.91	0.32	483	695	62	Exported
VIGIA SUR	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	14.20	0.33	483	705	49	Exported
VIREO	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	30.60	0.11	820	491	52	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
YAMÚ	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	32.59	0.14	874	91	13	Exported
YATAY	Llanos Orientales	Meta	Cabuyaro	39.69	0.05	643	1,954	146	Exported
YENAC	Llanos Orientales	Casanare	Maní	15.00	1.46	512	1,225	149	Exported
YOPO	Llanos Orientales	Casanare	Trinidad	39.66	4.80	909	497	45	Exported
YURILLA	Putumayo	Putumayo	Pto Caicedo	31.20	0.49	993	140	35	Exported
ZOPILOTE	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	28.16	0.14	820	4,404	325	Exported
GUANDO	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Melgar	28.29	0.46	494	10,821	607	Exported
RÍO CEIBAS	Valle Superior del Magdalena	Huila	Neiva	23.90	0.66	606	1,486	446	Exported
SAN FRANCISCO	Valle Superior del Magdalena	Huila	Palermo	26.30	0.38	264	5,855	1,854	Exported
YAGUARÁ	Valle Superior del Magdalena	Huila	Yaguará	22.24	1.98	674	2,584	787	Exported
Araguato	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	32.00	0.47	1089	146	13	Exported
ARAUCA	Llanos Orientales	Arauca	Saravena	37.22	0.25	1076	179	58	Exported
CANAGUEY	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	32.49	0.48	1089	1,529	125	Exported
CAÑO LIMÓN	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	28.59	0.51	1089	17,632	3,904	Exported
CAÑO RONDÓN	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	31.72	0.29	1089	5,184	492	Exported
CAÑO YARUMAL	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	27.93	0.57	1089	3,191	704	Exported
CARICARE	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	30.67	0.28	1089	4,703	404	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
CHIPIRÓN	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	27.05	0.24	1089	1,576	137	Exported
CUPIAGUA	Llanos Orientales	Casanare	Aguazul	43.52	0.01	756	10,341	3,251	Exported
CUPIAGUA SUR	Llanos Orientales	Casanare	Aguazul	39.99	0.01	756	6,203	1,279	Exported
CUPIAGUA-1	Llanos Orientales	Casanare	Aguazul	45.30	0.01	483	3,197	812	Exported
CUSIANA	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	39.54	0.01	733	5,604	1,587	Exported
CUSIANA NORTE	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	38.04	0.01	733	5,180	945	Exported
JIBA UNIFICADO	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	29.05	0.54	1089	196	17	Exported
LAS ACACIAS	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	14.91	0.32	483	111	8	Exported
MATANEGRA OESTE	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	29.78	0.63	1089	27	2	Exported
MEDINA	Llanos Orientales	Boyacá	San Luis de Gaceno	35.29	0.17	532	70	3	Exported
MORROCOY	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	27.65	0.25	1089	225	20	Exported
PAUTO SUR PIEDEMONT E	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	46.95	0.01	483	21,049	4,206	Exported
PAUTO SUR RECETOR	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	48.90	0.01	483	1,493	120	Exported
REDONDO	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	30.21	0.48	1089	485	111	Exported
REDONDO ESTE	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	31.88	0.52	1089	31	2	Exported
REX	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	30.80	0.22	1089	177	16	Exported

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
AGAPANTO	Putumayo	Putumayo	Villagarzón	32.50	1.78		326	26	Monetized
ANDALUZ	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	24.00	0.59		154	12	Monetized
APAMATE	Valle Inferior del Magdalena	Sucre	San Pedro- Los Palmitos	29.90	N.A.		-	-	Monetized
ARUCO	Llanos Orientales	Casanare	Maní	16.50	N.A.		382	31	Monetized
AVISPA	Llanos Orientales	Meta	Villavicencio	17.80	N.A.		674	54	Monetized
BEGONIA	Llanos Orientales	Casanare	N.A.	N.A.	N.A.		-	-	Monetized
BRILLANTE	Valle Inferior del Magdalena	Bolívar	Piñijo del Carmen	59.10	0.01		2	0	Monetized
CABIONA	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	16.50	0.25		852	68	Monetized
CALONA	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	26.05	0.10		108	9	Monetized
CANGREJO	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Araucita	32.46	0.28	1089	30	2	Monetized
CAPELLA	Llanos Orientales	Caquetá	San Vicente del Caguan	9.50	3.05		3,106	186	Monetized
CARMENTE A	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	33.00	0.10		689	55	Monetized
CEIBO	Llanos Orientales	Meta	Cabuyaro	36.20	0.10		3,694	296	Monetized
CELTIS	Llanos Orientales	Casanare	N.N.	34.19	0.30		214	17	Monetized
CERNICALO	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	28.24	1.18		402	32	Monetized
CERRO GORDO	Catatumbo	Norte de Santander	Sardinata	60.20	0.01		-	-	Monetized
CLARINERO	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	N.A.	N.A.		-	-	Monetized

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
COATÍ	Caguan Putumayo	Putumayo	San Miguel	N.A.	N.A.		-	-	Monetized
CUBARRO	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	17.40	1.32		-	-	Monetized
CUERVA ESTE	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	20.90	0.50		21	2	Monetized
CUERVA NOROESTE	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	20.90	0.50		122	10	Monetized
CUERVA OESTE	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	20.90	0.50		1,017	81	Monetized
CUERVA SUR	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	20.90	0.50		184	15	Monetized
CUERVA SUROESTE	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	20.90	0.50		22	2	Monetized
CURIARA	Llanos Orientales	Casanare	Aguazul	40.70	0.10		341	27	Monetized
DORCAS	Llanos Orientales	Meta	Acacias	N.A.	N.A.		-	-	Monetized
FÉNIX	Valle Medio del Magdalena	Santander	N.N.	31.27	0.72		2	0	Monetized
GARZAS DORADAS	Llanos Orientales	Vichada	Santa Rosalia	16.70	0.23		142	11	Monetized
HELICONIA	Llanos Orientales	Meta	Vista hermosa	8.78	0.05		13	1	Monetized
HURÓN	Llanos Orientales	Casanare	YOPAL	18.00	N.A.		-	-	Monetized
KANANASKI S	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	29.90	0.10		5,155	413	Monetized
LA CASONA	Llanos Orientales	Casanare	Aguazul	32.90	0.10		377	30	Monetized
LA CRECIENTE A	Valle Inferior del Magdalena	Sucre	San Pedro- Los Palmitos	29.90	N.A.		15	1	Monetized

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
LA CRECIENTE D	Valle Inferior del Magdalena	Sucre	San Pedro- Los Palmitos	29.90	N.A.		7	1	Monetized
LA CRECIENTE I	Valle Inferior del Magdalena	Sucre	San Pedro- Los Palmitos	29.90	N.A.		-	-	Monetized
LEONO	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	32.30	0.22		2,881	231	Monetized
LISA	Valle Superior del Magdalena	Tolima	N.N.	26.70	1.50		5	0	Monetized
LLANOS 58	Llanos Orientales	Meta	Pto Lopez	21.00	0.55		3,955	316	Monetized
LOTO	Llanos Orientales	Meta	Acacias	21.89	1.16		96	8	Monetized
MANATUS	Llanos Orientales	Casanare	Maní	18.00	0.33		753	60	Monetized
MAX	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	14.30	0.35		614	37	Monetized
MERLÍN	Llanos Orientales	Meta	Acacias	N.A.	N.A.		-	-	Monetized
MIRAFLO ROESTE	Putumayo	Cauca - Piamonte	N.N.	29.10	1.69		-	-	Monetized
MIRTO	Putumayo	Putumayo	Villagarzón	15.60	1.98		746	60	Monetized
MOCHELO	Llanos Orientales	Meta	Vista hermosa	9.20	2.72		206	12	Monetized
MONO ARAÑA	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Aguachica	18.00	N.A.		367	26	Monetized
MORPHO	Valle Medio del Magdalena	Cundinamar ca	N.N.	N.A.	N.A.		-	-	Monetized
NELSON	Valle Inferior del Magdalena	Córdoba	N.N.	27.98	N.A.		2	0	Monetized
ONCA	Llanos Orientales	Casanare	Maní	18.00	0.39		1,500	120	Monetized

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
OSO PARDO	Valle Medio del Magdalena	Cesar	Aguachica	18.00	1.71		117	9	Monetized
PALMERO	Llanos Orientales	Casanare	N.N.	15.69	N.A.		89	7	Monetized
PENDARE	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	14.20	1.26		485	29	Monetized
PROSPECTO HAMACA	Llanos Orientales	Meta	Acacias	10.80	2.38		551	33	Monetized
PUERTO GAITÁN	Llanos Orientales	Meta	Acacias	21.19	0.51		82	7	Monetized
RAMIRIQUÍ	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	26.00	0.45		1,456	117	Monetized
RUMI	Llanos Orientales	Casanare	N.N.	13.56	0.30		12	1	Monetized
SAMARIA	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena	11.60	0.50		-	-	Monetized
TAROTARO	Llanos Orientales	Casanare	TAURAMENA	14.00	0.35		3,356	201	Monetized
TAYA	Llanos Orientales	Meta	CABUYARO	18.00	1.41		334	27	Monetized
TIGANA	Llanos Orientales	Casanare	Aguazul	21.00	0.28		4,481	358	Monetized
TIGANA NORTE	Llanos Orientales	Casanare	Aguazul	18.00	0.28		224	13	Monetized
TIGANA SUR	Llanos Orientales	Casanare	Aguazul	15.00	0.28		2,841	227	Monetized
TIJERETO	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	27.96	0.17		130	10	Monetized
TURPIAL	Valle Medio del Magdalena	Boyacá	Pto Boyacá	17.00	1.30		-	-	Monetized
X-RAY	Llanos Orientales	Casanare	Orocué	27.80	0.18		-	-	Monetized
YAGUAZO	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	34.00	0.17		491	39	Monetized

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
ZOE	Valle Medio del Magdalena	Cesar	San Martín	22.75	2.19		1	0	Monetized
ARRAYÁN	Valle Superior del Magdalena	Huila	Aipe	31.62	0.31	587	2,031	157	Occasionally to Refining
BALCÓN	Valle Superior del Magdalena	Huila	Aipe	32.60	0.32	587	1,624	480	Occasionally to Refining
CORRALES	Cordillera Oriental	Boyacá	Corrales	24.47	1.37	356	1,951	155	Occasionally to Refining
LA CAÑADA NORTE	Valle Superior del Magdalena	Huila	Paicol	29.60	0.49	716	1,810	135	Occasionally to Refining
MANÁ	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Piedras	26.46	0.75	401	1,353	112	Occasionally to Refining
MATACHIN NORTE	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Purificación	27.75	0.99	506	4,732	946	Occasionally to Refining
MATACHIN SUR	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Purificación	28.65	0.98	506	1,028	205	Occasionally to Refining
PLATANILLO	Putumayo	Putumayo	Pto Asís	30.70	0.61	1018	6,595	603	Occasionally to Refining
CALAMARO	Llanos Orientales	Arauca	Arauca - Arauquita	30.76	0.21	1089	-	0	Occasionally to Refining
CANDELILLA	Llanos Orientales	Meta	Cabuyaro	28.07	0.86	643	2,566	189	Occasionally to Refining
DOROTEA A	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	32.30	0.22	874	4	0	Occasionally to Refining
DOROTEA B	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo	32.60	0.22	874	6,423	542	Occasionally to Refining
FLOREÑA	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	44.76	0.01	483	2,933	699	Occasionally to Refining
FLOREÑA MIRADOR	Llanos Orientales	Casanare	Yopal	44.70	0.01	483	2,419	193	Occasionally to Refining
LAS MARACAS	Llanos Orientales	Casanare	San Luis de Palenque	33.47	0.14	890	12,354	903	Occasionally to Refining
OCELOTE	Llanos Orientales	Meta	Pto Gaitan	23.21	0.74	849	14,963	1,201	Occasionally to Refining

Campo	Cuenca	Department o	Municipio	API	%S	Km. a Barranca- bermeja	Promedio de Producción 1er sem 2014 (bpd)	Promedio de Regalías 1er sem 2014 (bpd)	Destino Principal
CHICALÁ	Valle Medio del Magdalena	Santander	Cimitarra	13.50	1.36	119	28	1	Occasionally to Refining
GARZAS	Valle Medio del Magdalena	Santander	Pto Wilches	33.06	1.96	103	406	80	Occasionally to Refining
Yariguí- Cantagallo	Valle Medio del Magdalena	Bolívar	Pto Wilches - Cantagallo	17.47	1.96	103	9,392	2,031	Occasionally to Refining

## **11 Anexo 2: Estudio de Sustentación Económica y Técnica**

Ver archivo adjunto denominado “ESET Comercialización de Regalías ANH vdef”